**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

TIPO DE DOCUMENTO:

# TRABAJO DE FIN DE GRADO

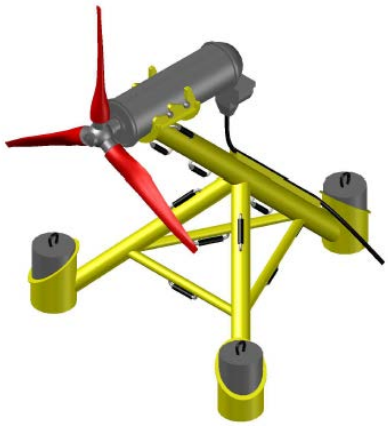
TITULO:

**Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento eléctrico de la localidad de Tarifa.**

TITLE:

**Project of Implementation of a Tidal Turbine Farm for the Electricity Supply of Tarifa**

| LOCALIDAD: | PROVINCIA: |
|---|---|
| **TARIFA** | **ANDALUCÍA** |





| AUTOR: | DIRECTOR: |
|---|---|
| **ÁNGELA PARDO ARENAS** | **PABLO BERNARDO CASTRO ALONSO** |



| CONVOCATORIA: | TITULACIÓN: |
|---|---|
| **JUNIO DE 2014** | **GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS ENERGETICOS** |

***INDICE GENERAL***

INDICE DE CONTENIDOS:

1. MEMORIA ..... 3

2. PLANOS ..... 1244

3. PLIEGO DE CONDICIONES ..... 1260

4. ESTUDIO DE VIABILIDAD ..... 1325

# 1. MEMORIA

# *1. **MEMORIA***

INDICE DE CONTENIDOS:

1.1. MEMORIA DESCRIPTIVA ..... 5

1.2. MEMORIA JUSTIFICATIVA ..... 32

# 1.1. MEMORIA DESCRIPTIVA

## *1.1. **MEMORIA DESCRIPTIVA***

INDICE DE CONTENIDOS:

1. INTRODUCCIÓN ..... 3
2. ANTECEDENTES ..... 4
3. ESTUDIO DEMOGRÁFICO, ECONÓMICO Y ENERGÉTICO ..... 5
4. OBJETO Y ALCANCE ..... 7
5. DESCRIPCIÓN DEL MEDIO ..... 8
6. GEOLOGÍA ..... 10
7. ESTUDIO DE LAS MAREAS ..... 11
8. DESCIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA ..... 13
9. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA ..... 16
10. PROCESO CONSTRUCTIVO ..... 19
11. MODELO FÍSICO ..... 21
12. MODELO NUMÉRICO ..... 24
13. ESTUDIO DE VIABILIDAD ..... 26

# 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, existe un gran interés por la utilización de recursos de carácter renovable para la generación de energía eléctrica, esta suplantación de los combustibles utilizados anteriormente para dicha labor, tiene como ventaja el carácter ilimitado de las energías renovables así como su impacto nulo contra el medio ambiente debido a que no producen contaminación.

Una de las energías más innovadoras en la actualidad es la energía mareomotriz, la cual aprovecha la velocidad de las corrientes marinas para generar electricidad. Por ese motivo se propone el presente proyecto para la implantación de un parque de turbinas marinas para abastecer eléctricamente a la localidad de Tarifa.

# 2. ANTECEDENTES

El presente proyecto se redacta por petición de SIDESA ENERGIAS RENOVABLES S.A., para la implantación del parque de turbinas marinas en Tarifa. Para su aprobación ha sido necesario la obtención de una serie de permisos en los diferentes organismos del estado, una vez obtenidos todos ellos se comenzará a ejecutar el proyecto.

En 2003 con la aprobación del Plan Energético del Andalucía (PLEAN 2003-2006) cuyo objeto principal era el desarrollo de las energías renovables de la región, se propuso la idea del presente proyecto para su posterior ejecución. Como este plan finalizaba en el 2006, en el 2007 se aprobó el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética (PASENER 2007-2013) el cual mantenía los mismos objetivos pero ampliando algunos temas, el sucesor de este plan es la Estrategia Energética en Andalucía 2014-2020. De forma paralela a la aprobación de estos planes, también se aprobaban planes energéticos a nivel nacional. La comunidad de Andalucía, en la cual se encuentra el presente proyecto, tiene como recursos principales el gas natural y el carbón.

El modelo de abastecimiento energético de la economía andaluza está estrechamente ligado a los combustibles fósiles, principalmente el petróleo y sus derivados. A lo largo de los años se ha producido un crecimiento del gas natural que ocupa el segundo lugar en la estructura de energía prima de Andalucía con un 31.3%.

La energía procedente de fuentes renovables ha ido aportando un 4.5% del total del consumo. La energía eléctrica consumida en la ciudad de Tarifa es principalmente de origen térmico y de la producción de los aerogeneradores presentes en la zona.

# 3. ESTUDIO DEMOGRÁFICO, ECONÓMICO Y ENERGÉTICO

El núcleo principal de la población en la zona de Tarifa se encuentra en la conocida "Punta de Tarifa". Tarifa tiene una población de 17.962 habitantes con una densidad de población de 42.54 hab/km$^2$.

A lo largo de los años, la población en Tarifa ha ido aumentando hasta que en los últimos años ha sufrido un estancamiento puesto que el incremento de población es prácticamente inapreciable.

La variación entre la natalidad y defunción en Tarifa ha ido cambiando a lo largo de los años, llegando a igualarse la tasa de defunción y la natalidad en los últimos años.

Debido a la posición geográfica de la ciudad de Tarifa, las inmigraciones son un factor de gran importancia a la hora de elaborar un estudio demográfico en la zona.

En el ámbito económico, la ciudad de Tarifa tiene una tasa de paro regular con respecto a las demás localidades andaluzas.

La mayor fuente de actividad en la localidad de Tarifa es la pesca, en menor medida se encuentran la hostelería, la construcción y el comercio minorista.

El sector secundario esta íntegramente relacionado con el primario (la pesca) puesto que la mayoría de las empresas existentes son para la fabricación de conservas de pescado produciendo así un gran aporte económico a la localidad.

El desarrollo en el sector energético está en pleno crecimiento en la actualidad, tanto a nivel nacional como en Andalucía, para su desarrollo se han elaborado una serie de planes energéticos con el fin de favorecer el desarrollo de las energías de carácter renovable así como intentar disminuir la utilización de recursos no renovables como el carbón, petróleo, etc.

En Andalucía se han desarrollado planes energéticos como el PLEAN, PASENER o la Estrategia Energética en Andalucía, planes por los que se rige el desarrollo del presente proyecto.

# 4. OBJETO Y ALCANCE

La necesidad primaria y objeto de estudio de este proyecto, es el desarrollo energético de la región, de acuerdo con los objetivos aprobados por las autoridades competentes. Estos objetivos se cubrirán en el presente proyecto con la implantación de un parque de turbinas marinas ubicado en las costas de Tarifa, con el objetivo de generar la máxima electricidad posible mediante la transformación de la energía cinética presente en las corrientes marinas en energía eléctrica por medio de los sistemas eléctricos integrados en las turbinas.

La implantación de esta tecnología aporta una serie de ventajas, puesto que se trata de una energía que consta de un suministro continuo. Gracias a las grandes profundidades en las que se encuentran, permiten el transito marítimo por encima de ellas sin producir alternaciones.

Esta tecnología presenta un impacto visual y social prácticamente nulo, puesto que al encontrarse a grandes profundidades no afecta al paisaje de la zona. El objetivo de su implantación es reducir costes así como disminuir la dependencia de la electricidad generada por centrales térmicas, nucleares, etc.

El proyecto definirá la implantación de las turbinas con sus correspondientes conexiones eléctricas y su transporte hasta un centro de transformación en tierra. La potencia de cada turbina será de 500kW obteniendo una potencia total de 5 MW en todo el parque.

# 5. DESCRIPCIÓN DEL MEDIO

Tarifa es un municipio español de la provincia de Cádiz, Andalucía. Dentro del núcleo de población se encuentra el punto más meridional de la península Ibérica.

El parque de turbinas marinas se encuentra a unos 2 kilómetros de la costa, a unas profundidades de 50 metros. Las dimensiones del parque son de 390 metros de largo por 220m de ancho, las turbinas estarán dispuestas en dos filas de 5 turbinas cada una colocadas a tresbolillo una distancia de 200 metros.

El parque de turbinas está muy cerca de la zona de navegación costera del estrecho pero al encontrarse a profundidades de 50 metros no supone un impedimento para la navegación sobre ellas.

El clima en la localidad de Tarifa es mediterráneo-oceánico con suaves temperaturas, precipitaciones poco abundantes y elevada humedad. También se caracteriza por su escasa amplitud térmica y por precipitaciones irregulares y de carácter torrencial. Existe una gran diferencia en las precipitaciones en los periodos de verano e invierno.

Tarifa es caracterizada por sus vientos, existen dos tipos de viento en Tarifa: el viento de poniente, procedente del oeste que se trata de un viento frio que sopla más fuerte por las tardes y el viento de levante, procedente de África, que se trata de un viento cálido y turbulento.

Con respecto a la fauna y la flora presentes en la zona de implantación del proyecto, existen diversas especies pero ninguna en peligro de extinción en la zona del proyecto. El impacto ambiental causado en la zona ha sido estudiado previamente y se ha considerado adecuado y poco peligroso.

# 6. GEOLOGÍA

La geología en la zona de Tarifa se caracteriza por la presencia de margas y areniscas micáceas de Algeciras del periodo Terciario, Paleogeno procedente del oligoceno superior, también pueden encontrarse algunas porciones, no tan numerosas de conglomerado cementado con conchas (terraza marina) procedente del cuaternario, y en concreto del pleistoceno inferior. Como se puede observar en el mapa geológico presente en los Planos.

La composición del fondo marino en la zona concreta de implantación del proyecto está formada por arenas.

A continuación podemos observar el mapa geológico de la zona, con la composición mencionada anteriormente.




*Figura 1. Mapa geológico de la zona de Tarifa*

# 7. ESTUDIO DE LAS MAREAS

La zona de implantación del proyecto es una zona muy característica puesto que se trata del punto de unión entre dos grandes masas de agua, el océano atlántico y el mar mediterráneo.

Debido a la unión de dos grandes masas de agua y a la diferencia entre las densidades de ambas masas se producen grandes corrientes en esta zona. Esto es debido a que la masa de agua del mar mediterráneo está rodeada de ambientes con climas secos, lo que produce que las evaporaciones superen las ganancias aportadas por las precipitaciones y los aportes fluviales produciendo así un balance hídrico negativo en el mar mediterráneo lo cual provoca un aumento de la salinidad y por consiguiente de la densidad mientras que la masa de agua del océano atlántico es más fría y la salinidad menor, por tanto su densidad también es menor. De esta forma se produce un flujo superficial de agua atlántica menos densa hacia el mediterráneo y otro en dirección contraria de agua mediterránea profunda y más densa que penetra en el Atlántico.

El conocimiento de la situación de las mareas es uno de los factores más importantes en el estudio del presente proyecto, puesto que son las propias corrientes la materia prima para generar la electricidad a través de la energía cinética presente en su movimiento. Las corrientes marinas presentes en la zona de implantación del proyecto son de 1,4 m/s como se puede apreciar en la siguiente imagen de la velocidad de las corrientes en la zona del Estrecho de Gibraltar.

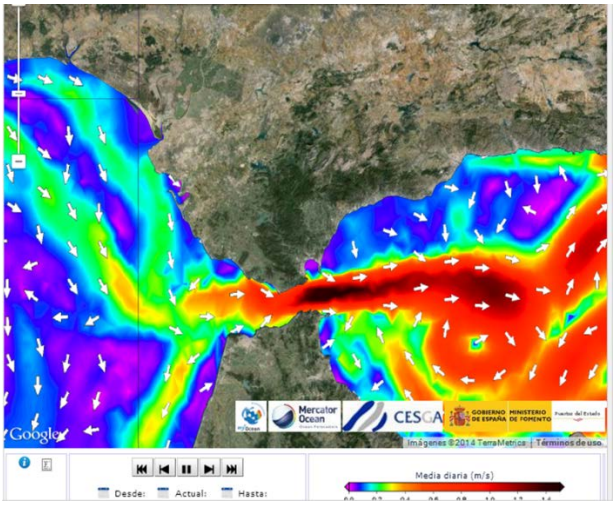



*Figura 2. Mapa de la velocidad de las corrientes marinas*

# 8. DESCIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

La energía de las mareas se produce por el movimiento de las mareas, las cuales dependen de la posición relativa de la Tierra, el Sol y la Luna, por lo que las mareas no son constantes. Los mares y los océanos son inmensos colectores solares, de los cuales se puede extraer energía de orígenes diversos.

La energía de las mareas puede clasificarse en dos tipos con leves diferencias: la energía Mareomotriz y la energía Undimotriz. La energía Mareomotriz aprovecha la velocidad de las corrientes y las mareas mientras que la Undimotriz genera electricidad mediante el movimiento oscilatorio de las mareas. La ventaja de estas energías reside en su suministro continuo, propiedad que no puede ofrecer el resto de energías renovables.

Existen numerosos sistemas de aprovechamiento de este tipo de energías cuyas características varían significantemente de unas a otras, dentro de los sistemas mareomotrices el más conocido son las centrales  pero su construcción es muy costosa, necesitan de gran espacio en la costas y el impacto ambiental es muy grande por otro lado la generación de electricidad supera con creces al resto de sistemas.

Otra variante son las turbinas marinas, en este clase de sistemas existen diversos tipos, desde la implantación de un poste desde el fondo a la superficie con una hélice, a sistemas con dos hélices terminando por el sistema utilizado en el presente proyecto que consiste de turbinas sumergidas a grandes profundidades sin anclajes en superficie. En la siguiente imagen podemos observar uno de los tipos de turbinas de una hélice con anclaje en superficie.



*Figura 3. Turbina marina de una hélice con anclaje en superficie*

Existen gran cantidad de sistemas de la energía Undimotriz, pues que sus diseños son más diferentes para intentar aprovechar al máximo posible el movimiento de las olas. Los dispositivos puedes clasificarse en dos grupos: flotantes y fijos.

Los dispositivos fijos suelen estar situados en la línea de costa o anclados al fondo marino en aguas poco profundas. Normalmente son estructuras grandes y pesadas. Algunos de ellos son por ejemplo la columna oscilante de agua (OWC), como se muestra en la figura 4, se trata de una estructura situada en superficie cuyo funcionamiento reside en que cuando la ola entra por el canal desplaza el aire en el interior haciendo girar una turbina. Existe también el TAPCHAN cuya función es similar, es una estructura en tierra que es cubierta por las olas y cuando desciende el agua por un canal hace girar una turbina. Existen varios tipos más pero su funcionamiento es similar.




*Figura 4. Funcionamiento del OWC*

Los dispositivos flotantes son sistemas que flotan en el océano cerca de las costas o sumergidos. Los más conocidos son la serpiente marina, cuya forma y funcionamiento se muestra en la figura 5, que aprovecha la oscilación de las olas para accionar unos pistones hidráulicos que bombean aceite a alta presión a través de motores hidráulicos, acoplados a generadores eléctricos. Otro tipo de dispositivos conocidos son las boyas que están ancladas al fondo marino pero oscilan con el movimiento de las olas accionando unos pistones hidráulicos con un motor hidráulico acoplado a un generador.




*Figura 5. Serpiente marina*

# 9. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Para poder determinar la solución más apropiada para el proyecto, es necesario el estudio de varias alternativas.

Se han estudiado varias alternativas en función de dos factores: con respecto al suministro energético y con respecto al tipo de tecnología utilizada.

Las posibles alternativas con respecto al suministro energético eran la energía eólica, energía solar y energía marina. Cada una de ellas presentaba ventajas y desventajas sobre la implantación. La energía solar era adecuada por la gran cantidad de días de sol existentes en la localidad pero presentaba el problema de la ocupación de grandes espacios, limitaciones en el seguimiento del sol, etc. La energía eólica también era favorable en la zona, de hecho existen aerogeneradores en la zona, puesto que los vientos en Tarifa son abundantes pero el impacto visual y ambiental provocado era un problema. Por último, se estudió la energía marina la cual era idónea su implantación debido a las grandes corrientes existentes en la zona del Estrecho de Gibraltar, tenía la ventaja de que el impacto visual y ambiental era menor que para las otras tecnologías, el suministro de esta energía es continuo puesto que no depende del sol o de los vientos. También presentaba desventajas como la afección al tráfico marítimo, lo cual puede evitarse en función del tipo de tecnología elegida.

Una vez estudiadas las alternativas se escogió la utilización de la energía marina debido a que valorando las ventajas y desventajas de cada una era la más favorable. Una vez escogida habría que elegir la tecnología más adecuada para adaptarla a las condiciones de la zona.

La energía marina se puede dividir en dos: energía mareomotriz y energía undimotriz. Se planteó una alternativa para cada tecnología escogiendo para la mareomotriz un parque de turbinas marinas y para la Undimotriz una serpiente marina.

La serpiente marina tenía como ventaja su fácil implantación pero ocupada un gran espacio sobre la superficie del mar, sumándole a esto la baja producción obtenida por esta tecnología. Otro factor a considerar era la gran afección del tráfico marino por la zona, ya que imposibilita totalmente el transcurso en una zona donde el tráfico marítimo es abundante y de gran importancia.

El parque de turbinas marinas presentaba la ventaja de que no afectaba al tránsito marítimo puesto que gracias a las grandes profundidades de implantación permitían la circulación. Esta tecnología tiene un impacto social y visual nulo, puesto que al estar bajo el mar no se aprecian mientras que el impacto ambiental será el mínimo posible. Como todas las tecnologías presenta inconvenientes como es la dificultad de implantación así como el mantenimiento.

Una vez analizadas las dos tecnologías, se escogió la implantación de un parque de turbinas marinas puesto que supone un menor impacto social, visual y la energía obtenida es mayor que la generada con la serpiente marina. Las desventajas presentadas por las turbinas marinas podrán resolverse más fácilmente que con la otra tecnología.

Un ejemplo de parque de turbinas marinas se puede apreciar en la siguiente imagen:

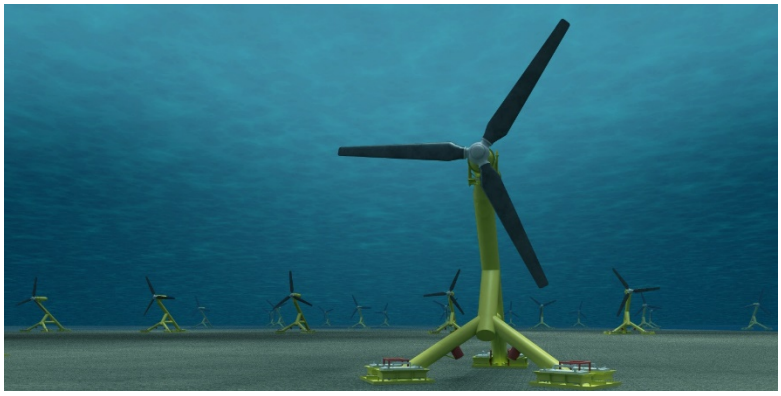


*Figura 6. Parque de turbinas marinas*

# 10. PROCESO CONSTRUCTIVO

En el proceso constructivo se pueden diferenciar dos etapas: el trabajo realizado en tierra y la implantación en mar.

El montaje en tierra consiste en subcontratar a una empresa encargada de fabricar las estructuras así como el montaje, ensayos y controles. Las estructuras serán transportadas desde el taller de fabricación hasta la zona en la costa habilitada como zona de obra. La parte de la turbina con su correspondiente góndola se le encargará al fabricante de la misma el cual enviará el pedido por vía férrea hasta la zona habilitada de la obra.

Una vez que todos los elementos han llegado a la zona de la obra, se comprobara la calidad y el correcto estado de todos ellos con el fin de detectar defectos. Cuando todo el material esté listo se transportará hasta el puerto habilitado para su carga y su posterior transporte hasta la zona de implantación.

A continuación comienza el montaje en mar, para la implantación de las turbinas es necesario transportarlas de una en una debido a sus grandes dimensiones. Una vez cargadas en el barco especializado para su transporte se transportaran hasta la zona. El primer paso es la colocación de la estructura en el fondo marina mediante la utilización de las grúas dispuestas en el barco, una vez colocada se deberá esperar un par de días antes de la colocación de la parte superior para asegurar su estabilidad y anclaje con los correspondientes contrapesos. En este periodo de tiempo se montará la turbina completa con la góndola formando una única pieza, incluyendo el montaje de la línea eléctrica, que una vez que esté lista la estructura se colocará sobre la misma en el fondo

marino. La línea eléctrica se dejara desconectada en el fondo hasta que se hayan implantado todas las turbinas. Los trabajos de descenso realizados se pueden observar en las siguientes imágenes:



*Figura 7. Montaje de las turbinas en mar*

Este proceso se repetirá para las 10 turbinas y una vez implantadas, un buzo especializado descenderá para realizar las conexiones de la línea eléctrica a la caja de bornas para permitir el transporte de la electricidad a tierra.

El parque de turbinas tiene una vida útil de 25 años con periodos de mantenimiento cada 5 años llevados a cabo por un buzo especializado.

# 11. MODELO FÍSICO

El funcionamiento del parque de turbinas marinas puede basarse en dos tipos de principios, la hidrodinámica y la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica.

La hidrodinámica es la encargada del estudio del movimiento de los fluidos, el cual está definido por un campo vectorial correspondiente a las partículas del fluido y por un campo escalar de presiones correspondiente a los distintos puntos del mismo.

Estos principios se basan en la ecuación de la continuidad, la cual afirma que la cantidad de agua que entra por un extremo debe salir por el otro, la ecuación de bernouilli, que determina la velocidad de los flujos en función a una serie de parámetros, el régimen turbulento y laminar que es de gran importancia para determinar las turbulencias producidas por las turbinas, y la ecuación de la viscosidad.

El otro principio es la transformación de la energía mecánica en eléctrica, el cual juega un papel de vital importancia ya que es el encargado de la generación de la electricidad. Las corrientes marinas contienen una energía cinética en su interior que es la encargada de hacer girar a los alabes de las turbinas, los alabes transfieren esa energía al rotor produciendo energía mecánica la cual es comunicada al generador y transformada en electricidad. Esta transformación se basa en la ley de la conservación de la energía que afirma que la energía ni se crea ni se destruye, solo puede cambiar de forma. El funcionamiento del generador se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética.

Las turbinas marinas están compuesta por una serie de elementos, en este caso podemos dividirlo en cuatro partes importantes: alabes, estructura, generador, línea eléctrica.

La turbina consta de 3 alabes posicionados simétricamente con un ángulo de 120° entre ellos. La longitud de los alabes es de 9 metros con un peso de 2,000 kg cada uno. Disponen de 1,5 m en su punto más ancho y 1,3 m en la raíz. Estos alabes son capaces de soportar corrientes de hasta 5 m/s. Los alabes pueden girar sobre si mismos para adaptarse a la dirección de las corrientes. La turbina utilizada en el presente proyecto se muestra a continuación:

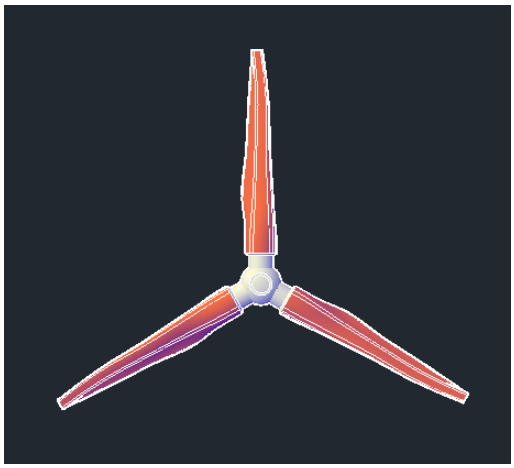


*Figura 8. Alabe utilizado en el presente proyecto diseñado por Ángela Pardo Arenas*

La estructura es tubular, su función principal es soportar el peso de los alabes y la góndola, los sistemas de anclaje son fiables y fáciles de utilizar con el objetivo de disminuir los trabajos durante el montaje. La estructura consta de unas guías para realizar el anclaje por gravedad. El peso de la estructura es de 160 toneladas, consta de tres patas con unos soportes para alojar los contrapesos, de 800 toneladas, que la

anclarán al fondo marino. La estructura tiene una altura de 21 metros. La estructura utilizada en el presente proyecto es la siguiente:

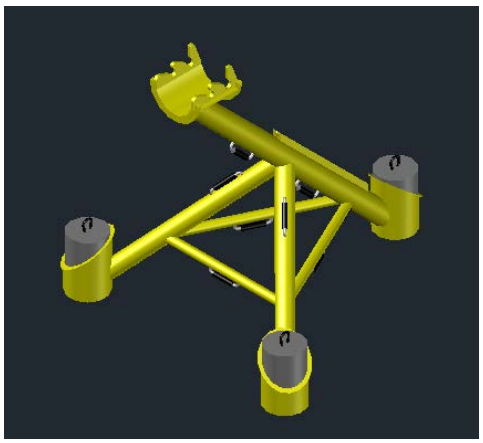


*Figura 9. Estructura utilizada en el presente proyecto diseñada por Ángela Pardo Arenas*

El generador utilizado es fabricado por ATB Morley y suministra 6600V. Tiene una potencia nominal de 500-2000 kW permitiendo profundidades de operación de entre 35 y 100 metros. La velocidad nominal es de 10 rpm. Se trata de un generador de inducción.

La línea eléctrica deberá transportar la energía procedente del generador hasta una caja de bornas donde se juntaran los 10 cables formando a la salida uno solo que será el encargado de llevar la electricidad de todo el parque hasta tierra, deberá ser adecuada para trabajar bajo esas condiciones. La línea eléctrica marina escogida es un cable eléctrico marino de diámetro 600 mm.

# 12. MODELO NUMÉRICO

Con la dinámica de fluidos computacional (CFD) indicamos la solución numérica de las ecuaciones diferenciales elementales de los flujos de fluido, con la ayuda de ordenadores.

El campo del problema se divide en volúmenes más pequeños llamados elementos. Posteriormente, Ansys Fluent aplica una serie de condiciones de contorno específicos así como condiciones iniciales para dicho campo con el fin de resolver las ecuaciones fundamentales para cada variable de flujo de cada elemento.

El Ansys Fluent es un programa encargado de la resolución de problemas mediante la aproximación a volúmenes finitos. Su objetivo es realizar las ecuaciones tantas veces sean necesarias para un diferencial de área determinado hasta lograr que converjan en una solución determinada.

La aplicación en el presente proyecto consiste en la modelación del flujo de agua entrante y saliente de la turbina. Para facilitar el mallado, se cogió una porción a 120° del modelo. Una vez ajustado el modelo al programa, se realizó el mallado que es la división del volumen en pequeñas celdas para posteriormente realizar los cálculos, en la zona del alabe hubo que hacer un mallado más preciso debido a su alto nivel de detalle. El modelo resultante después de realizar el mallado oportuno fue el mostrado a continuación.

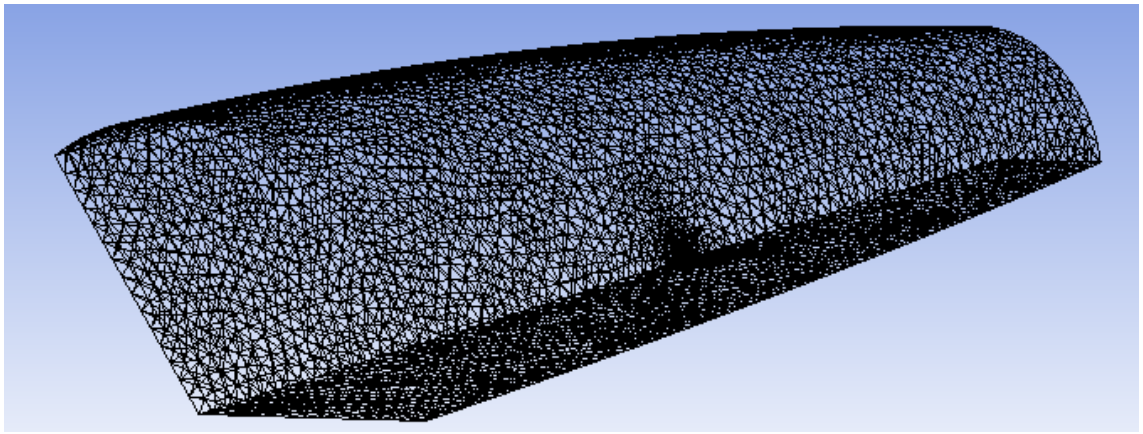


*Figura 10. Porción de la masa de agua mallada en Ansys Fluent por Ángela Pardo Arenas*

Una vez mallado se les asignaron a las caras inferiores una condición de periodicidad con el fin de simular el modelo completo a 360°. A continuación se determinaron todos los parámetros de velocidades, presiones y flujos másicos del modelo. Para el caso del presente proyecto se utilizó la ecuación de la viscosidad, en concreto el modelo k-ε. En el anejo 12 se detalla más a fondo todo el proceso.

Una vez definidos todos los parámetro se comenzó el cálculo, con los resultados obtenidos hemos podido determinar la distancia a la que las turbulencias siguen produciendo alternaciones, se ha podido ver que ha una distancia de 200 metros las turbulencia adoptan un régimen no perturbado por lo que la colocación a esa distancia sería aceptable, para evitar problemas la colocación se ha hecho a tresbolillo a una distancia de 200 metros. La turbulencia radial se limita a poco más que el diámetro de la turbina por lo que la colocación radial no sería un problema.

También hemos podido determinar los flujos másicos entrantes y salientes del modelo así como las áreas del mismo, también se ha podido obtener el valor de la presión estática de la entrada y la salida.

# 13. ESTUDIO DE VIABILIDAD

El presupuesto obtenido para la realización del presente proyecto es de 51.749.387,77 €, se trata de un coste elevado debido a ser una tecnología en estado de desarrollo puesto que sus costes de fabricación y mantenimiento son elevados.

Además de los altos costes de fabricación y de mantenimiento, al no estar muy desarrollada la tecnología los costes de venta del kWh a la red son muy bajo por lo que los ingresos anuales no superan los 2.000.000€.

Para comprobar si la ejecución de este proyecto sería viable hemos tenido que realizar un estudio para calcular los periodos de retorno de la inversión inicial. Para ello hemos supuesto 3 casos diferentes para poder observar las diferencias y llegar a una conclusión.

En el primer caso, hemos estudiado las condiciones reales del parque sin ningún tipo de subvención y utilizando los precios de venta estipulados por la ley, que en este caso son de 6 céntimos/kWh. Teniendo en cuenta los costes totales anuales, hemos obtenido un periodo de retorno de 115 años con unos valores de VAN negativo pero el TIR resultaría positivo. Esto significa que este proyecto con estas condiciones no es viable y habría que esperar a que los costes de fabricación y de mantenimiento disminuyeran o el precio de venta incrementara.

En el segundo caso, hemos supuesto una subvención inicial del 60% con una subvención anual para los costes totales de un 25%. En este caso la inversión inicial

aplicándole la subvención disminuye hasta 20.699.755,11€ así como los costes totales anuales también se ven reducidos. Con estas condiciones obtenemos un periodo de retorno de 28 años, a pesar de que la vida útil del parque es de 25 años, esta opción podría considerarse puesto que a los 25 años se puede realizar una valoración del estado del parque y alagar su vida útil. Por lo tanto, aunque no sea la mejor opción posible, se podría estudia y valorar su implantación.

Por ultimo en el tercer caso, hemos estudiado lo que ocurriría si incrementáramos el precio del kWh igualándolo a los valores de venta de otras energías renovables como son la solar, biomasa, etc. Hemos supuesto un precio de venta de 20 céntimos contra los 26 céntimos de venta de la energía solar, en este caso tampoco existen subvenciones. La inversión inicial sigue siendo de 51.749.387,77 €, pero en este caso los ingresos anuales ascienden a casi 5 millones de euros a los cuales hay que quitarle el precio de los costes totales. En este caso, debido a los altos ingresos generados obtenemos un periodo de retorno de 14 años el cual sería idóneo para la implantación puesto que a partir del año 15 todo serían beneficios.

Por lo tanto, se puede observar que existen dos grandes inconvenientes en la ejecución de esta tecnología, como son los altos costes de fabricación y mantenimiento que podrán ir disminuyendo a medida que se desarrolle la tecnología alcanzando valores similares a el resto de las energías, y el otro inconveniente es el bajo precio de venta del kWh de energía generada, que deberá aumentar hasta igualar al resto de las tecnologías para poder ser una tecnología viable.

# 1.2. **MEMORIA JUSTIFICATIVA**

## *1.2.* ***MEMORIA JUSTIFICATIVA***

INDICE DE CONTENIDOS:

1.2.1. ANEJOS..... 34

1.2.2. ANEXOS..... 382

# 1.2.1. ANEJOS

*1.2.1.* ***ANEJOS***

INDICE DE CONTENIDOS:

ANEJO 1. INTRODUCCIÓN ..... 36
ANEJO 2. ANTECEDENTES ..... 40
ANEJO 3. ESTUDIO DEMOGRÁFICO, ECONÓMICO Y ENERGÉTICO ..... 58
ANEJO 4. OBJETO Y ALCANCE ..... 136
ANEJO 5. DESCRIPCIÓN DEL MEDIO ..... 141
ANEJO 6. GEOLOGÍA ..... 174
ANEJO 7. ESTUDIO DE LAS MAREAS ..... 195
ANEJO 8. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA ..... 213
ANEJO 9. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA ..... 257
ANEJO 10. PROCESO CONSTRUCTIVO ..... 268
ANEJO 11. MODELO FÍSICO ..... 278
ANEJO 12. MODELO NUMÉRICO ..... 309
ANEJO 13. NORMATIVA ..... 336

# ANEJO 1. **INTRODUCCIÓN**

*ANEJO 1.* ***INTRODUCCIÓN***

INDICE DE CONTENIDOS:

1. INTRODUCCIÓN ..... 3

# 1. INTRODUCCIÓN

Durante muchos años, la población mundial ha estado obteniendo energía mediante la manipulación de recursos de carácter no renovable, como es el carbón, el petróleo, el gas, para el funcionamiento de coches, la producción eléctrica para fines domésticos, etc. Hasta hace unos años, que se planteó la situación de que dichos recursos podían tener una vida limitada, es decir, que acabarían desapareciendo con el paso de los años. En ese momento comenzaron a estudiarse diversas alternativas para suplantar esta necesidad. El objetivo era encontrar un recurso que cumpliera las mismas funciones que los existentes y a su vez fuera de carácter renovable, es decir sin límites, comenzaron a hacerse pruebas con la energía procedente del sol, de las olas, el viento, y se comenzaron a hacer descubrimientos interesantes aunque no conseguían alcanzar la misma eficiencia que los de origen no renovables.

En la actualidad, existe un gran interés mundial hacia el aprovechamiento de los recursos energéticos de carácter renovable, dicho interés reside principalmente en dos motivos, el primero es la disminución del consumo de otros recursos energéticos no renovables como es el carbón, petróleo, etc., los cuales producen efectos perjudiciales hacia el medio ambiente (efecto invernadero, contaminación…) y su disponibilidad es limitada, y el segundo motivo es que el aprovechamiento de los recursos renovables no perjudica el medio ambiente que hoy en día es lo primordial.

Muchas empresas a nivel mundial, pese a la situación económica y social existente, están apostando fuertemente por dichas tecnologías, aportando en la actualidad algo más del 20% de la producción energética mundial, siendo un 90% de origen hidráulico y repartiéndose el resto entre la geotérmica, la solar, la biomasa y la eólica.

Actualmente, se está apostando por la innovación, planteándose diversos proyectos de origen marino, utilizando la llamada energía mareomotriz, que consiste en el aprovechamiento la velocidad de las corrientes marinas para generar electricidad. Se trata de una tecnología en vías de desarrollo actualmente pero con mucho potencial almacenado en su interior.

Debido al avance en energías renovables que existe en la actualidad, se presenta el siguiente proyecto de la implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento eléctrico en la localidad de Tarifa, con el fin de generar la máxima electricidad posible de carácter renovable.

# ANEJO 2. **ANTECEDENTES**

*ANEJO 2.* ***ANTECEDENTES***

INDICE DE CONTENIDOS:

2. ANTECEDENTES ..... 3
2.1. Antecedentes Administrativos ..... 3
2.2. Antecedentes Históricos ..... 4
2.2.1. Historia energética en Andalucía ..... 4
2.2.1.1. La situación energética en Andalucía ..... 6
2.2.1.2. Energía primaria ..... 6
2.2.1.3. Los recursos energéticos de la región ..... 7
2.2.1.4. Infraestructura energética ..... 10
2.2.1.5. Objetivos del plan ..... 13
2.2.1.6. Estrategia energética en Andalucía 2014-2020 ..... 15
2.2.2. Historia energética en Tarifa ..... 16
2.3. Antecedentes Técnicos ..... 17

# 2. ANTECEDENTES

## 2.1. Antecedentes Administrativos

Se redacta el presente proyecto por petición de SIDESA ENERGIAS RENOVABLES S.A., con el objeto de presentar un proyecto que cumpla con los objetivos requeridos inicialmente.

En este proyecto se desarrolla la implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento eléctrico de la ciudad de Tarifa.

Para la previa aprobación de dicho proyecto ha sido necesario consultar a diferentes organismos del estado con el fin de obtener su aprobación.

Como primer paso es necesario ir al organismo de Costas del Estado para presentar una pequeña memoria del proyecto con el fin de obtener su aprobación en relación con la navegación, profundidades, etc.

A continuación es necesario también acudir al organismo de medio ambiente para conocer el posible impacto ambiental que va a producirse en la zona, y conseguir su aprobación.

Por último, hay que consultar con el ayuntamiento y la diputación de la zona donde se va a implantar el parque para que te den la aprobación correspondiente.

Una vez conseguidos todos los permisos es posible la ejecución del proyecto.

En cumplimiento de esta petición, se redacta este Proyecto.

## 2.2. Antecedentes Históricos

### 2.2.1. Historia energética en Andalucía

A partir del año 2007, la comunidad de Andalucía implanto un Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética (PASENER) establecido hasta el año 2014.

Hasta ese momento, los estudios de planificación energética se habían centrado en prever la demanda de energía que la sociedad iba a requerir en un periodo de tiempo determinado, teniendo como objetivo cubrir dicha demanda bajo un planteamiento que consideraba esta como un recurso infinito. Sin embargo, la demostrada afección que este planteamiento y el actual sistema energético tiene en el medio ambiente y su importante contribución al calentamiento global del planeta, apremian a un cambio del modelo energético.

Este plan profundiza en la senda iniciada por el PLEAN 2003-2006 en materia de energías renovables y ahorro y eficiencia energética, persiguiendo la aproximación a un nuevo modelo energético que dé respuesta a las necesidades de abastecimiento de energía de la sociedad andaluza sin generar desequilibrios ambientales, económicos y sociales, en el contexto de un desarrollo sostenible para Andalucía.

Los cambios energéticos que se han ido planteando en el ámbito mundial y comunitario tienen su reflejo en España, donde en estos años han visto la luz numerosos documentos estratégicos, normativos y reglamentarios dirigidos a alcanzar objetivos propios, en sintonía con los compromisos adquiridos por la Unión Europea.

Entre las iniciativas puestas en marcha en España destacan:

•El establecimiento de un marco regulador dirigido a establecer la progresiva liberación de los mercados eléctricos y gasistas.

•Los Planes Nacionales de Asignación, correspondientes a los periodos 2005-2007 y 2008-2012

•La Estrategia Española de Cambio Climático

•El Plan de Energías Renovables en España 2005-2010

•El Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012

•Establecimiento de un sistema estable de primas a la generación eléctrica con tecnologías limpias.

### *2.2.1.1. La situación energética en Andalucía*

A pesar de todos los esfuerzos por incrementar los indicadores energéticos aún se encuentran por debajo de la media Europea como se muestra en la siguiente tabla:

Indicadores energéticos 2006

| | Andalucía | España | Unión Europea -25 |
|---|---|---|---|
| Incremento del consumo de energía primaria desde 1995 (%) | 65,0 | 48,3 | 10,6 |
| Intensidad Energética Primaria (tep/M€ cte. 2000) | 185 | 188 | 180 |
| Consumo de energía primaria per cápita (tep/habitante) | 2,5 | 3,2 | 3,8 |
| Consumo de energía final per cápita (tep/habitante) | 1,8 | 2,3 | 2,5 |

Datos referidos a 2006 para Andalucía y España y a 2004 para la Unión Europea. Fuente: Eurostat, Dirección General de Política Energética y Minas (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) y Agencia Andaluza de la Energía. Para el cálculo de la intensidad energética primaria se incluyen las fuentes de energías renovables.

### *2.2.1.2. Energía primaria*

El modelo de abastecimiento energético de la economía andaluza está estrechamente ligado a los combustibles fósiles, principalmente al petróleo y sus derivados. Se ha producido un crecimiento del gas natural que ocupa el segundo lugar en la estructura de energía prima de Andalucía: 31,3%.

La energía procedente de fuentes renovables aportó los 4,5% del total del consumo, excluidos los usos no energéticos.

### *2.2.1.3. Los recursos energéticos de la región*

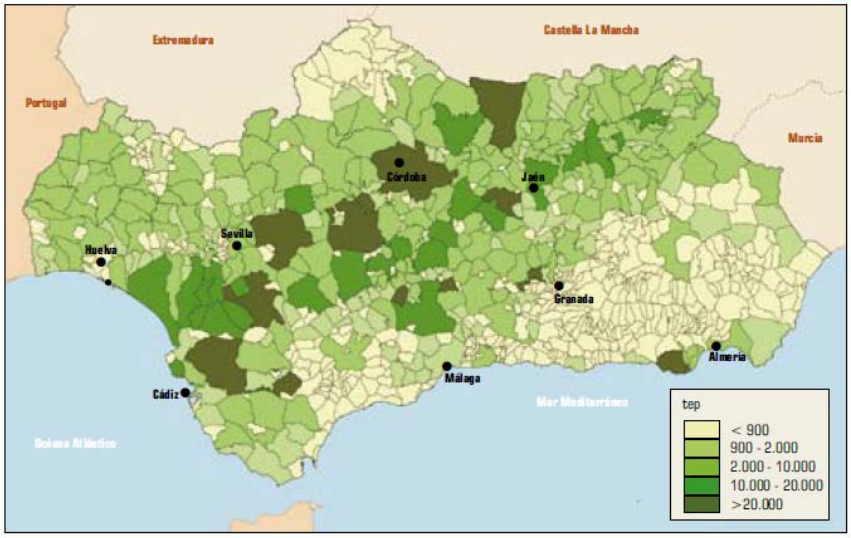
Recursos no renovables

• **Gas natural**. Andalucía cuenta con cinco yacimientos de gas natural: El Romeral, El Ruedo y Las Barreras, ubicados en la provincia de Sevilla; Poseidón en el Golfo de Cádiz y Marismas, localizado entre las provincias de Huelva y Sevilla, que se usa desde 2005 como almacenamiento subterráneo.

• **Carbón**. Existen cuatro yacimientos situados en el Valle del Guadiato, (Córdoba): Corta Cervantes, Pozo María, Corta Ballesta y San Antonio.

Recursos renovables

• **Biomasa**. El potencial total de biomasa en Andalucía se puede cifrar en 3.327 ktep/año, distribuidos entre los residuos agrícolas (43%), cultivos energéticos (17%), residuos forestales (4%) y los residuos industriales (18%), de los que se aprovechan aproximadamente el 30%.




Distribución del potencial aprovechable de biomasa en Andalucía

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

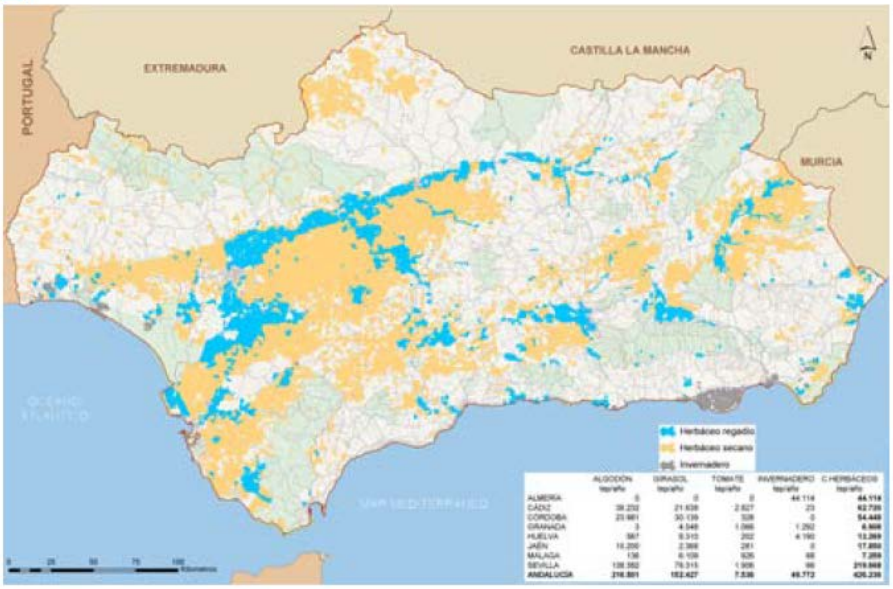
• **Biogás**. La metanización de residuos orgánicos es aún una tecnología poco utilizada en Andalucía. Los sectores donde se encuentra más implantada la obtención de biogás son las plantas de aguas residuales urbanas, las plantas de residuos sólidos urbanos, y las instalaciones industriales. El potencial de aprovechamiento energético de biogás es elevado.

• **Biocarburantes.** Su producción depende de la disponibilidad de materias primas para su fabricación y del consumo existente de los mismos. Andalucía dispone de una superficie agrícola muy importante que podría proporcionar una parte de la materia prima necesaria para la fabricación del biodiesel. A esto hay que añadir las investigaciones que se están realizando para la incorporación de nuevos cultivos aptos para la obtención de aceite, con más rendimiento que los tradicionales.

El gran reto proviene del desarrollo de los biocarburantes de segunda generación, que posibilitará la utilización de materia prima procedente de distintos tipos

de biomasas. Y es aquí donde Andalucía dispondrá de un potencial muy elevado para el abastecimiento de su industria de biocarburantes.

Distribución de cultivos herbáceos y potencial



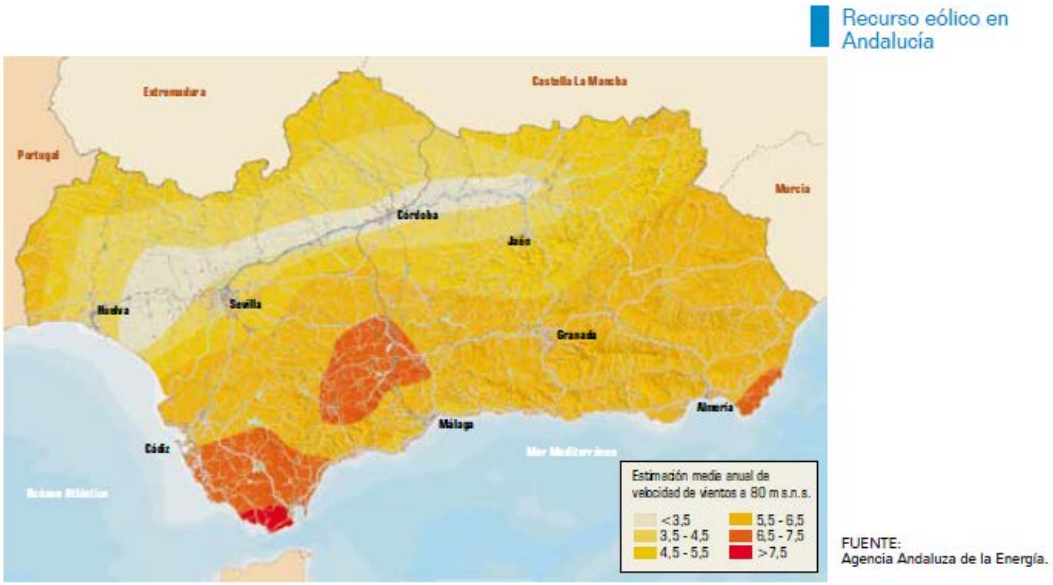

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

- **Eólica**. Los aprovechamientos se están localizando en las denominadas «cuencas eólicas». El recurso eólico en Andalucía es sumamente abundante y distribuido por lo geografía con parques en Huelva, Cádiz, Málaga o Granada como principales exponentes.

- **Hidráulica**. Su desarrollo está muy condicionado por las escasas infraestructuras hidráulicas existentes y en proyecto, y a la explotación de los cauces más altos, en zonas de poco o nulo uso agrícola. Del potencial hidroeléctrico bruto existente en la cuenca del Guadalquivir, tan sólo un 14% es técnicamente desarrollable. Teniendo en cuenta que existen otras restricciones no técnicas, el margen de

crecimiento es limitado. No obstante existe potencial en aprovechamientos de tipo mini y microhidráulicos.

• **Energía solar**. Andalucía goza de una radiación solar media de 4,75 kWh/ m2/día, siendo por ello la región española con más alto potencial para este tipo de energía.




### *2.2.1.4. Infraestructura energética*

Andalucía contaba a finales de 2006 con un parque generador de 10.805,7 MW, siendo la potencia acogida al Régimen Ordinario de 8.936,2 MW.

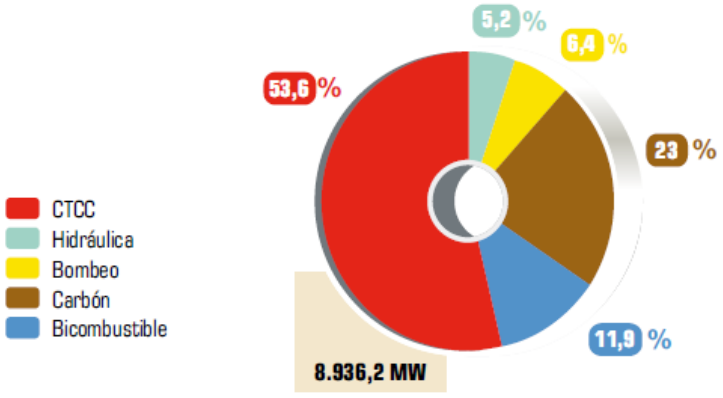
Como se muestra en la siguiente tabla:

| Tecnología | Central | Combustible | Provincia | Número Grupos | Potencia (MW) |
|---|---|---|---|---|---|
| Carbón | Litoral de Almería | Carbón Importación | Almería | 2 | 1.159 |
| | Los Barrios | Carbón Importación | Cádiz | 1 | 568 |
| | Puente Nuevo | Carbón Nacional | Córdoba | 1 | 324 |
| | Total Carbón | | | | 2.051 |
| Fuel Gas | Bahía de Algeciras | Fuel-gas | Cádiz | 2 | 753 |
| | Cristóbal Colón | Fuel-gas | Huelva | 2 | 308 |
| | Total Fuel-Gas | | | | 1.061 |
| Ciclo Combinado | San Roque | Gas Natural | Cádiz | 2 | 797 |
| | Campo de Gibraltar | Gas Natural | Cádiz | 2 | 781 |
| | Palos de la Frontera | Gas Natural | Huelva | 3 | 1.195 |
| | Arcos de la Frontera | Gas Natural | Cádiz | 4 | 1.619 |
| | Colón | Gas Natural | Huelva | 1 | 398 |
| | Total Ciclo Combinado | | | | 4.790 |
| Bombeo | Guillena | Central de Bombeo | Sevilla | 3 | 210 |
| | Tajo de la Encantada | Central de Bombeo | Málaga | 4 | 360 |
| | Total Bombeo | | | | 570 |
| Hidráulicas | Hidráulica no Bombeo | | | | 464,2 |
| | Total Hidráulica no Bombeo | | | | 464,2 |
| Total | | | | | 8.936,2 |

Parque de generación eléctrica acogido al Régimen Ordinario en Andalucía

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

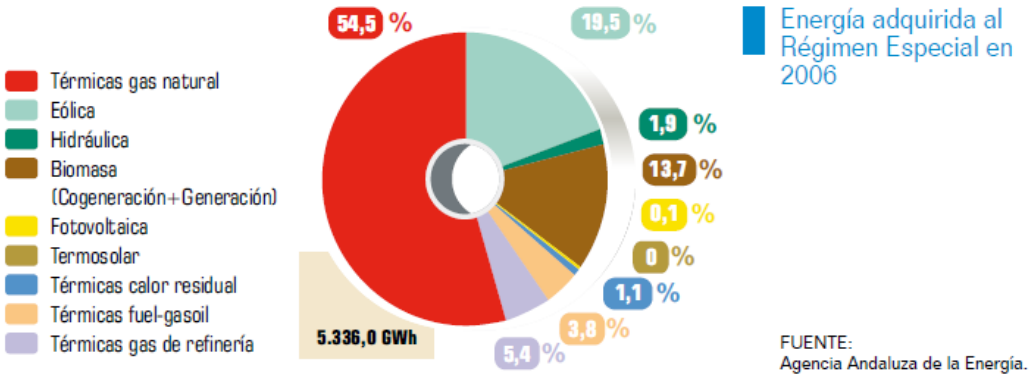
La potencia instalada en Régimen Ordinario por tecnología en 2006 es la siguiente:




Potencia instalada en Régimen Ordinario por tecnología en 2006

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

La energía aportada por el régimen especial a finales de 2006 fue 5.336,0 GWh. Sumando a esta cantidad los consumos de generación, los autoconsumos y la energía solar fotovoltaica aislada, se obtiene una producción bruta de 6.309,7 GWh.



### *2.2.1.5. Objetivos del plan*

El Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007 - 2013 persigue:

• acompasar el crecimiento económico con la cohesión social en todo el territorio, con la protección del patrimonio natural y cultural que posee Andalucía y sin generar desequilibrios en el ecosistema global, especialmente los asociados al gran reto que plantea el cambio climático,

• introducir en la sociedad una «nueva cultura energética», de forma que aflore una conciencia colectiva que valore la capacidad de acceso a las distintas fuentes de energía con elevados niveles de seguridad y calidad, y los efectos que ello ocasiona en el entorno, adoptando decisiones consecuentes con ello.

Estas premisas se formulan a través de los siguientes objetivos estratégicos:

• Priorizar el uso de las fuentes renovables como medida para incrementar el autoabastecimiento energético de los andaluces, la protección del medio ambiente y la implantación de un sistema energético distribuido.

• Involucrar al conjunto de la sociedad (administración, agentes económicos y sociales y ciudadanos) en los principios de la nueva cultura de la energía, de manera que arraigue en ella una conciencia de la energía como bien básico y escaso, y se fomente la eficiencia y el ahorro energético en todos los sectores consumidores.

• Contribuir a la ordenación equilibrada del territorio y al crecimiento económico mediante un sistema de infraestructuras energéticas que garantice un suministro seguro, estable, diversificado, eficiente y de calidad a todos los andaluces, coherente y adaptado al modelo territorial establecido en el POTA.

• Impulsar un tejido empresarial competitivo basado en la economía del conocimiento en el ámbito de las tecnologías energéticas, contribuyendo a la robustez del conjunto del sistema a través de la innovación y la vinculación con la realidad andaluza.

La evolución previsible de la demanda de energía en Andalucía en los próximos siete años constituye el escenario en el que se ha de desenvolver la respuesta del sistema energético andaluz y en base a la cual se han tomado las decisiones ligadas a la planificación energética. Para el ejercicio de prospectiva de demanda llevado a cabo se han adoptado una serie de hipótesis que dan como resultado un ahorro y la instalación de las tecnologías renovables que se reflejan en las tablas. Se espera que la aportación de las fuentes renovables sea el que mayor crecimiento registre en los próximos años, con una tasa de variación media anual del 27,5%.

Energías renovables por tecnologías (paramétrico)

| Energías renovables por tecnologías (paramétrico) | | 2007 | 2010 | 2013 |
|---|---|---|---|---|
| Hidráulica régimen especial | MW | 129,8 | 137,8 | 148,0 |
| Hidráulica régimen ordinario | MW | 464,2 | 476 | 476 |
| Eólica | MW | 1.284 | 4.000 | 4.800 |
| Solar fotovoltaica | MWp | 36,2 | 220 | 400 |
| Solar térmica | m² | 407.000 | 765.228 | 1.341.554 |
| Solar termoeléctrica | MW | 60 | 250 | 800 |
| Biomasa uso térmico | ktep | 583,5 | 615,6 | 649,0 |
| Biomasa generación eléctrica | MW | 169,9 | 209,9 | 256,0 |
| Biomasa co-combustión | MW | 0 | 61 | 122 |
| Biogás uso térmico | ktep | 2,1 | 2,5 | 3,0 |
| Biogás generación eléctrica | MW | 16,0 | 17,1 | 20,1 |
| Biocarburantes consumo | ktep | 50 | 220 | 460 |
| Biocarburantes producción | ktep | 263,7 | 2.000 | 2.300 |
| Energía primaria procedente de fuentes renovables | ktep | 1.401 | 2.591 | 4.282 |

### *2.2.1.6. Estrategia energética en Andalucía 2014-2020*

La planificación energética tiene un enorme impacto en la economía regional y cobra una especial relevancia en el contexto actual. El Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013 ha finalizado y es necesario plantear el nuevo marco.

Este nuevo marco es la Estrategia Energética en Andalucía 2014 – 2020, que contribuirá a la recuperación de la economía andaluza mediante un modelo de desarrollo adaptado a la situación actual, con unos objetivos alineados con el cumplimiento de la estrategia europea para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador.

El Consejo de Gobierno de Andalucía aprobó el 26 de febrero de 2013 el Acuerdo de Formulación de la Estrategia Energética de Andalucía 2014 – 2020.

Principios de la Estrategia

Sobre ellos se fundamenta la Estrategia y conforman los compromisos ineludibles para Andalucía en cuanto al futuro modelo energético que quiere alcanzar. Estos Principios son los siguientes:

- Contribuir a un uso eficiente e inteligente de la energía.

•Situar a los sectores de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética como motores de la economía andaluza.

•Garantizar la calidad del suministro energético.

•Actuar desde la demanda para hacer a la ciudadanía protagonista del sistema energético.

•Optimizar el consumo energético en la Administración de la Junta de Andalucía

### 2.2.2. Historia energética en Tarifa

El suministro eléctrico en la ciudad de Tarifa y alrededores es realizado por la empresa privada Endesa mientras que el transporte es llevado a cabo por Red Eléctrica de España. El total de consumo energético de la ciudad durante el año 2007 fue de 68.060 KWh de los cuales correspondieron a consumo doméstico 27.939 KWh. Las instalaciones eléctricas que llegan a la ciudad provienen de la subestación Pinar del Rey que a su vez recibe la energía de las diferentes estaciones eléctricas, fundamentalmente de origen térmico, presentes en la Bahía de Algeciras y de los aerogeneradores instalados en la zona.

## 2.3. Antecedentes Técnicos

En el año 2003, con la aprobación del PLEAN 2003-2006 en Andalucía, se comenzó el desarrollo del presente proyecto, ya que este plan apostaba por el desarrollo de las energías renovables o también llamadas alternativas.

En ese año se comenzó el desarrollo de la idea y el comienzo de la realización de la memoria con los datos necesarios para llevar a los distintos órganos administrativos con la intención de obtener su aprobación. Para ello es necesaria la realización de una serie de reuniones administrativas para definir los intereses.

Una vez determinados los interés, en el año 2006 se redactada la memoria inicial del proyecto para ello hay que recabar las autorizaciones sectoriales, nacionales y preliminares en los organismos de Medio ambiente, en Costas y en biodiversidad, con el objetivo de conseguir su aprobación para la realización del proyecto.

Es conveniente presentar la memoria del proyecto en los organismos administrativos de la provincia en la que se va a desarrollar el proyecto a la vez que se presentan en la administración general, es recomendable la realización de este modo para evitar disputas entre ambos organismos.

En el año 2008 se consiguen todas las autorizaciones necesarias, en este momento es cuando se empieza la elaboración del proyecto completo con todos los detalles, el cual será el proyecto definitivo que se va desarrollar.

A principios de 2010 se termina la elaboración del proyecto, este tiene que volver a ser revisados por los organismos que dieron la aprobación con anterioridad, con el fin de obtener la autorización definitiva que les permita llevar a cabo el proyecto. La administración central tiene que proporcionar la autorización de interés público.

En el año 2013 se obtienen todas las aprobaciones necesarias para comenzar a ejecutar el proyecto que comenzará su desarrollo en el año 2014.

# ANEJO 3. **ESTUDIO DEMOGRÁFICO, ECONÓMICO Y ENERGÉTICO**

ANEJO 3. **ESTUDIO DEMOGRÁFICO, ECONÓMICO Y ENERGÉTICO**

INDICE DE CONTENIDOS:

3. ESTUDIO DEMOGRAFICO, ECONÓMICO Y ENERGÉTICO. ..... 4
3.1. Estudio Demográfico ..... 4
3.2. Estudio económico ..... 11
3.2.1. Población y actividad económica ..... 11
3.2.1.1. Población activa ..... 11
3.2.1.2. La evolución reciente del desempleo ..... 13
3.2.1.3. La población ocupada ..... 16
3.2.1.3.1. Población ocupada por situación laboral ..... 16
3.2.1.3.2. Población ocupada por lugar de trabajo ..... 19
3.2.1.3.3. Población ocupada por profesiones ..... 20
3.2.1.3.4. Población ocupada por ramas de actividad ..... 21
3.2.2. El tejido empresarial ..... 24
3.2.2.1. El sector primario ..... 30
3.2.2.2. Sector secundario ..... 35
3.2.2.3. Sector construcción ..... 37
3.2.2.4. Sector servicios ..... 38
3.2.3. Nivel de renta y nivel de vida ..... 44
3.3. Estudio energético ..... 48
3.3.1. Evolución energética en España ..... 48
3.3.1.1. Introducción ..... 48
3.3.1.2. Demanda de energía eléctrica en b.c ..... 51
3.3.1.3. Balance de energía eléctrica ..... 53
3.3.1.4. Régimen ordinario ..... 55
3.3.2. Situación actual de la energía en España ..... 60
3.3.2.1. Plan Estratégico 2011-2015 ..... 60
3.3.2.1.1. Principales estrategias ..... 60
3.3.2.1.2. Desarrollo del Plan de Infraestructuras ..... 61

3.3.2.1.3. Plan de inversiones 2011-2015 ..... 62
3.3.2.1.4. Integración de activos ..... 64
3.3.2.1.5. Integración de renovables ..... 65
3.3.2.1.6. Fortaleza financiera ..... 67
3.3.2.1.7. Objetivos financieros ..... 69
3.3.3. Situación actual de sistema energético en Andalucía ..... 71
3.3.3.1. Estrategia energética de Andalucía 2014-2020 ..... 71
3.3.3.1.1. Objetivos ..... 71
3.3.3.1.2. Alcance ..... 74
3.3.3.1.3. Contenido ..... 75
3.3.3.1.4. Directrices generales y desarrollo previsible de la estrategia ..... 76
3.3.4. Estudio energético con relación al presente proyecto ..... 78

# 3. ESTUDIO DEMOGRAFICO, ECONÓMICO Y ENERGÉTICO.

## 3.1. Estudio Demográfico

Tarifa es un municipio español de la provincia de Cádiz, Andalucía. Es la ciudad más meridional de la Península Ibérica. El núcleo principal de población se encuentra en la llamada Punta de Tarifa Estrecho de Gibraltar. Su término municipal limita con el de Algeciras al este, con Bárbate y Vejer de la Frontera al oeste y con Medina Sidonia y Los Barrios al norte.




*Figura 3.1. Mapa de Tarifa*

Según el censo de 2012 el municipio de Tarifa tiene una población de 17.962 habitantes con densidad de población de 42,54 hab/km². Es por tanto el decimoséptimo municipio por población de la provincia de Cádiz y el quinto de la comarca del Campo de Gibraltar.

Los censos del municipio, como los de toda la comarca campo gibraltareña, muestran una fuerte pérdida de población en los años 60 del siglo XX debida principalmente a la emigración. En la segunda mitad del siglo la población se mantiene estable, con un crecimiento escaso e incluso negativo para comenzar a recuperarse a partir del año 2000.

Del total de la población municipal de 17.768 habitantes registrada en 2010, 13.304 (74,9%) corresponden al casco urbano de Tarifa.

Como se puede observar en la siguiente tabla, en el año 1950 se produjo un importante incremento de población del municipio de tarifa, que se mantuvo hasta 1960. A partir de ese año, comenzó el descenso del cual no ha podido llegar a recuperarse completamente ya que en el año 2012 la población fue inferior a la existente en los años 1950 y 1960.

**Evolución demográfica**

| 1920 | 1930 | 1940 | 1950 | 1960 | 1970 | 1981 | 1991 | 2000 | 2005 | 2010 | 2012 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 11.957 | 12.435 | 14.815 | 18.098 | 18.042 | 15.833 | 15.220 | 15.528 | 15.481 | 17.199 | 17.768 | 17.962 |

*Figura 3.2. Evolución demográfica*

En la gráfica se pueden observar los datos de la evolución demográfica en Tarifa entre los años 1900 y 2005, observando cómo se ha comentado anteriormente un fuerte incremento en los años 1950 y 1960.

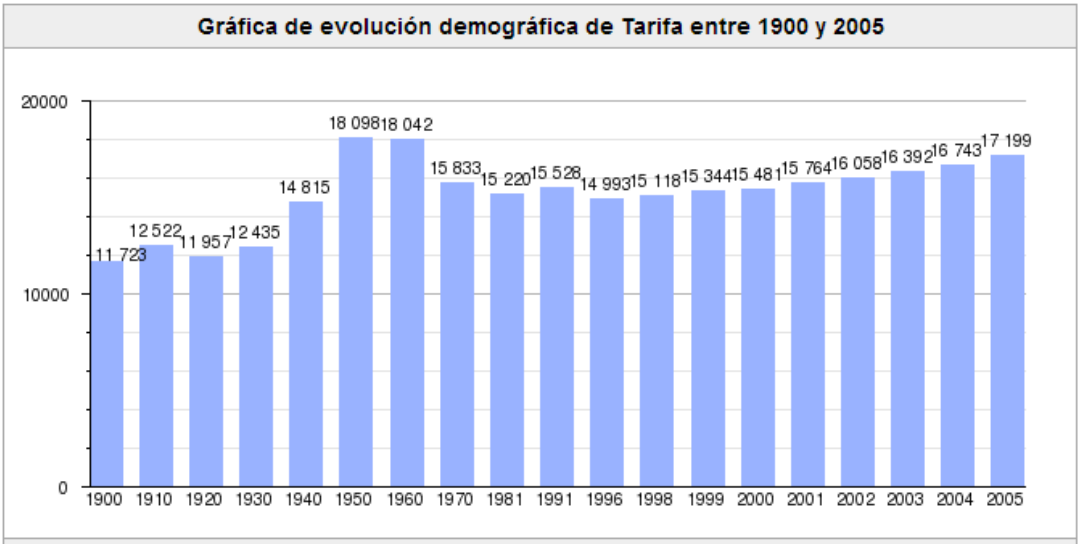



*Figura 3.3. Gráfica de evolución demográfica en Tarifa entre 1900 y 2005*

A continuación se puede ver un estudio de los últimos 15 años en los que se muestra el crecimiento poblacional de Cádiz por municipios. Resaltando el municipio de Tarifa en el extremo inferior puede observarse que se ha producido alrededor de un 25% de crecimiento en dicho periodo de tiempo.

En el año 2011 Tarifa contaba con una población comprendida entre 5000 y 20.000 habitantes, superándola en número la ciudad de Cádiz y sus alrededores con una población superior a los 20.000 habitantes.

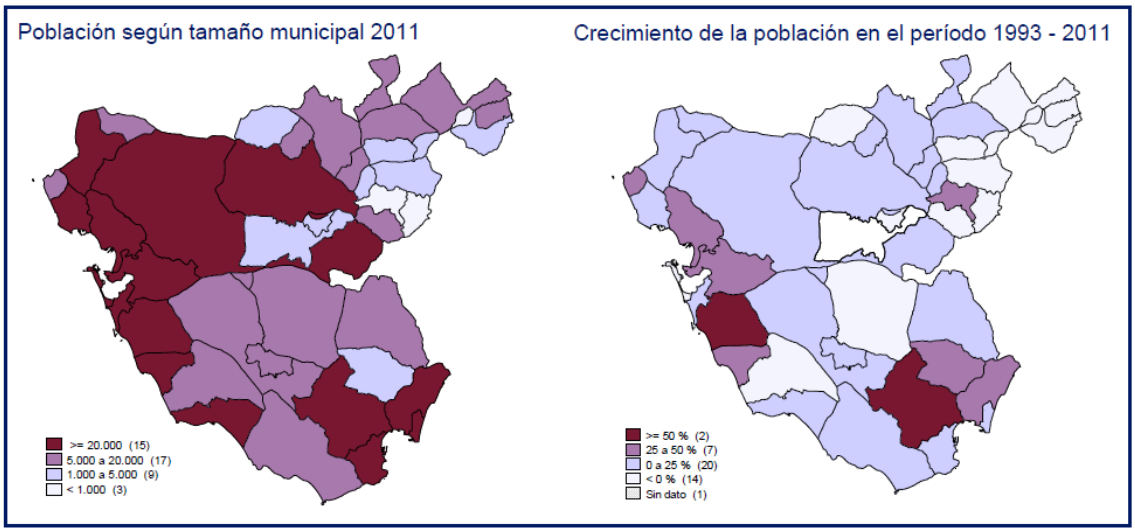



*Figura 3.4. Gráfico del crecimiento demográfico*

El crecimiento de la población ha ido en descenso, a principios del siglo XXI se produce un crecimiento anual en torno a los 400 habitantes, llegando a alcanzar en el año 2005 un incremento de casi 500 habitantes, a partir de dicho año comienza un descenso importante del crecimiento demográfico debido a la aparición del comienzo de la crisis económica en España que afecto fuertemente a estos incrementos obteniendo cifras de crecimiento de poco más de 100 habitantes anuales.

| Año | Total | Hombres | Mujeres |
|---|---|---|---|
| 2003 | 16.392 | 8.336 | 8.056 |
| 2004 | 16.743 | 8.514 | 8.229 |
| 2005 | 17.199 | 8.771 | 8.428 |
| 2006 | 17.478 | 8.929 | 8.549 |
| 2007 | 17.619 | 8.992 | 8.627 |
| 2008 | 17.736 | 9.062 | 8.674 |
| 2009 | 17.793 | 9.079 | 8.714 |
| 2010 | 17.768 | 9.070 | 8.698 |
| 2011 | 17.856 | 9.105 | 8.751 |

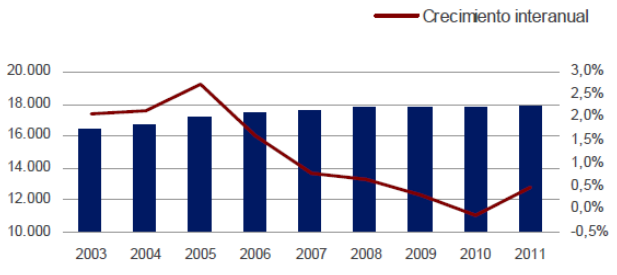



Figura 3.5. Evolución de la población (Padrón 2011)

En relación con las tasas de natalidad y mortalidad, se encuentran dentro de unos límites aceptables, siendo superior la natalidad en los primeros años pero disminuyendo con el paso de los mismos hasta llegar a un dato de natalidad y mortalidad idéntico en el año 2010.

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|---|---|---|---|---|---|
| Nacimientos | 196 | 204 | 156 | 174 | 150 |
| Defunciones | 127 | 138 | 147 | 135 | 150 |
| Crecimiento vegetativo | 69 | 66 | 9 | 39 | 0 |
| Matrimonios | 84 | 67 | 66 | 60 | 52 |
| Tasa Bruta de Natalidad (‰) | 11,2 | 11,5 | 8,8 | 9,8 | 8,4 |
| Tasa Bruta de Mortalidad (‰) | 7,2 | 7,8 | 8,3 | 7,6 | 8,4 |
| Tasa Bruta de Nupcialidad (‰) | 4,8 | 3,8 | 3,7 | 3,4 | 2,9 |

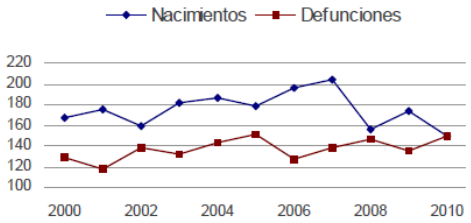
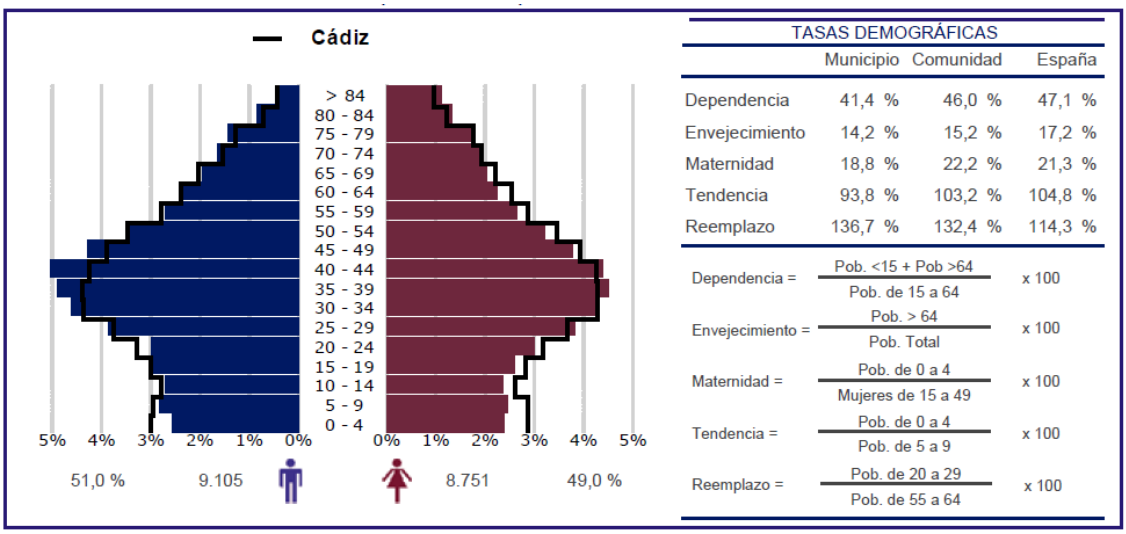



Figura 3.6. Variaciones Residenciales

El aumento de población en edad reproductiva no ha conllevado por el contrario ninguna modificación del régimen de natalidad del municipio. La gráfica muestra la distribución poblacional por género y edad.




TASAS DEMOGRÁFICAS

| | Municipio | Comunidad | España |
|---|---|---|---|
| Dependencia | 41,4 % | 46,0 % | 47,1 % |
| Envejecimiento | 14,2 % | 15,2 % | 17,2 % |
| Maternidad | 18,8 % | 22,2 % | 21,3 % |
| Tendencia | 93,8 % | 103,2 % | 104,8 % |
| Reemplazo | 136,7 % | 132,4 % | 114,3 % |

$$\text{Dependencia} = \frac{\text{Pob. <15 + Pob >64}}{\text{Pob. de 15 a 64}} \times 100$$

$$\text{Envejecimiento} = \frac{\text{Pob. > 64}}{\text{Pob. Total}} \times 100$$

$$\text{Maternidad} = \frac{\text{Pob. de 0 a 4}}{\text{Mujeres de 15 a 49}} \times 100$$

$$\text{Tendencia} = \frac{\text{Pob. de 0 a 4}}{\text{Pob. de 5 a 9}} \times 100$$

$$\text{Reemplazo} = \frac{\text{Pob. de 20 a 29}}{\text{Pob. de 55 a 64}} \times 100$$

Figura 3.7.Estructura de la Población( Padrón 2011)

Las inmigraciones son un parámetro muy importante a considerar a la hora del estudio demográfico de la zona, ya que suponen un incremento de la población. Se puede observar que la procedencia mayoritaria de inmigrantes a la provincia de Cádiz, proviene de origen europeo en concreto de nacionalidad alemana.

También existen inmigraciones de países americanos y asiáticos pero en menor escala que los anteriores.

En la siguiente tabla se pueden observar datos de inmigraciones diferenciados en hombres y mujeres y países de procedencia.

| | Total | | Hombres | | Mujeres | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Valor | % | Valor | % | Valor | % |
| **Total** | **1.744** | **9,8** | **935** | **10,3** | **809** | **9,2** |
| **Europa** | **1.440** | **82,6** | **787** | **84,2** | **653** | **80,7** |
| Unión Europea | 1.367 | 78,4 | 754 | 80,6 | 613 | 75,8 |
| Reino Unido | 276 | 15,8 | 154 | 16,5 | 122 | 15,1 |
| Alemania | 357 | 20,5 | 192 | 20,5 | 165 | 20,4 |
| Francia | 160 | 9,2 | 89 | 9,5 | 71 | 8,8 |
| Rumanía | 33 | 1,9 | 21 | 2,2 | 12 | 1,5 |
| Resto Europa | 73 | 4,2 | 33 | 3,5 | 40 | 4,9 |
| **África** | **110** | **6,3** | **60** | **6,4** | **50** | **6,2** |
| Marruecos | 92 | 5,3 | 50 | 5,3 | 42 | 5,2 |
| **América** | **174** | **10,0** | **79** | **8,4** | **95** | **11,7** |
| Colombia | 9 | 0,5 | 3 | 0,3 | 6 | 0,7 |
| Ecuador | 8 | 0,5 | 4 | 0,4 | 4 | 0,5 |
| Argentina | 43 | 2,5 | 24 | 2,6 | 19 | 2,3 |
| **Asia** | **19** | **1,1** | **9** | **1,0** | **10** | **1,2** |
| **Resto países** | **1** | **0,1** | **0** | **0,0** | **1** | **0,1** |

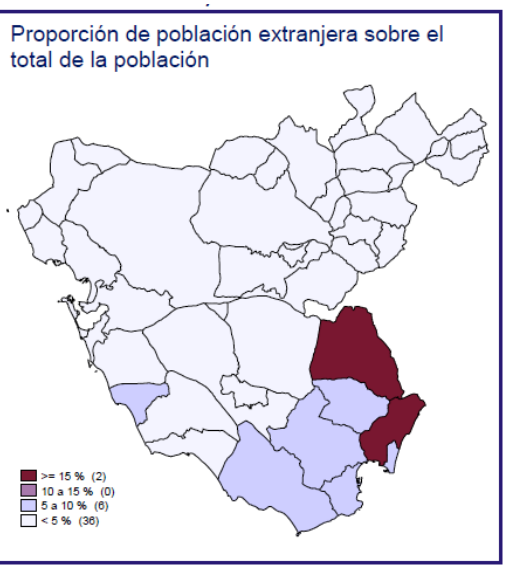



Figura 3.8.Población extranjera por nacionalidad (Principales nacionalidades) 2011

A la vez que se produce el fenómeno de la inmigración ocurre el proceso contrario, ciudadanos españoles deciden emigrar a otros países por motivos principalmente económicos, en busca de trabajo.

En la siguiente tabla se muestran ambos procesos, en los que se puede ver los datos reales durante 5 años de estos procesos demográficos.

| | Migraciones Interiores | | | Migraciones Exteriores | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Año | Saldo | Inmigraciones | Emigraciones | Saldo | Inmigraciones | Emigraciones |
| 2005 | 46 | 580 | 534 | 218 | 267 | 49 |
| 2006 | -9 | 463 | 472 | 161 | 199 | 38 |
| 2007 | -177 | 409 | 586 | 217 | 241 | 24 |
| 2008 | -45 | 440 | 485 | 11 | 157 | 146 |
| 2009 | -126 | 379 | 505 | 104 | 151 | 47 |
| 2010 | 18 | 513 | 495 | 37 | 164 | 127 |

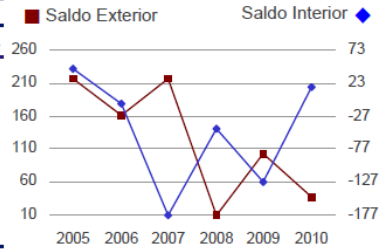



Figura 3.9.Movimiento natural de la población

Los últimos datos recogidos en el año 2013 sobre demográfica muestran un incremento de la población en el municipio de Tarifa.

| Territorio | Hombres | Mujeres | Total |
|---|---|---|---|
| Tarifa | 9.204 | 8.881 | 18.085 |

La edad mediar del municipio ronda los 40 años según los datos obtenidos por el padrón.

| | Hombres | Mujeres | Total |
|---|---|---|---|
| Territorio | Edad Media | Edad Media | Edad Media |
| Tarifa | 38,8 | 40,6 | 39,7 |

## 3.2. Estudio económico

### 3.2.1. Población y actividad económica

#### *3.2.1.1. Población activa*

Según los datos del Censo de 1991, los más recientes con los que se cuenta para el estudio de la relación entre la población y la actividad económica a escala municipal, la población activa de Tarifa, la suma de los ocupados y los que buscan empleo, estaba formada en esa fecha por 5.366 personas (3.847 hombres y 1.519 mujeres), un 36´98% de la población total que entonces era de 14.512 personas.

Por sexos, supone el 52´66% de los hombres y el 21´08% de las mujeres. En todos estos valores, Tarifa supera los que se daban en la Comarca del Campo de Gibraltar y en la Provincia de Cádiz. En la primera, el índice global era del 35´6%, siendo en hombres el 51´01% y en mujeres el 20´06%. Y en la segunda, el 36´06%, el 51´4% y el 20´89% respectivamente. Tomando en cuenta la estructura demográfica, y estableciendo la relación solo con el grupo en edad laboralmente activa Tarifa presenta una tasa de actividad masculina del 70´6% igual a la de la provincia (70,57%) y algo inferior a la de la comarca (72´74%), y una tasa de actividad femenina del 28´32%, algo inferior a la provincial, (29,75%) , pero destacadamente superior a la de su comarca (24,20%), lo que indica una mayor incorporación relativa al trabajo por parte de las mujeres. Presenta en este aspecto mayores afinidades con el Área Metropolitana de la Bahía de Algeciras que con los municipios de Jimena y Castelar.

Utilizando los datos sobre la distribución de la población en relación a la actividad económica que aporta el Censo de Población de 1991, se obtiene la siguiente tabla:

| | HOMBRES | | | | MUJERES | | | | AMBOS SEXOS | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | TARIFA n | TARIFA % | Bahía Algeciras | PROV. CÁDIZ | TARIFA n | TARIFA % | Bahía Algeciras | PROV. CÁDIZ | TARIFA n | TARIFA % | Bahía Algeciras | PROV. CÁDIZ |
| Ocupados | 2.806 | 34,91 | 38,16 | 36,71 | 668 | 6,90 | 11,95 | 11,65 | 3.474 | 20,92 | 24,87 | 24,10 |
| Parados que buscan primer empleo | 275 | 6,89 | 3,77 | 4,31 | 387 | 7,28 | 3,95 | 4,69 | 662 | 7,08 | 3,86 | 4,50 |
| Parados que han trabajado antes | 790 | 10,40 | 10,55 | 10,39 | 484 | 4,27 | 3,76 | 4,55 | 1.274 | 7,34 | 7,11 | 7,45 |
| Con pensión de jubilación / invalidez | 1.041 | 12,96 | 11,15 | 11,78 | 181 | 2,37 | 2,11 | 2,56 | 1.222 | 7,67 | 6,57 | 7,14 |
| Con pensión distinta jub / inv | 68 | 1,29 | 0,85 | 0,95 | 659 | 7,64 | 6,65 | 6,51 | 727 | 4,46 | 3,79 | 3,75 |
| Incapacitado | 47 | 0,80 | 0,81 | 0,73 | 28 | 0,27 | 0,37 | 0,37 | 75 | 0,54 | 0,58 | 0,55 |
| Estudiante | 1.824 | 25,60 | 28,05 | 28,61 | 1.780 | 25,62 | 27,06 | 27,66 | 3.604 | 25,61 | 27,55 | 28,13 |
| Labores del hogar | 2 | 0,13 | 0,15 | 0,11 | 2.616 | 40,04 | 39,21 | 37,06 | 2.618 | 20,06 | 19,96 | 18,70 |
| Otra situación | 362 | 5,77 | 5,32 | 5,20 | 403 | 5,61 | 4,94 | 4,96 | 765 | 5,69 | 5,13 | 5,08 |
| Servicio Militar | 91 | 1,25 | 1,19 | 1,20 | 0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 91 | 0,62 | 0,59 | 0,59 |
| Total | 7.306 | 100 | 100 | 100 | 7.206 | 100 | 100 | 100 | 14.512 | 100 | 100 | 100 |
| POBLACION ACTIVA | 3.871 | 52,20 | 49,72 | 51,42 | 1.539 | 18,45 | 21,02 | 20,89 | 5.410 | 35,34 | 35,21 | 36,06 |
| Tasa de Ocupación % (Ocupados / Activos) | 72,49 | | 72,71 | 71,40 | 43,40 | | 60,75 | 55,76 | 64,21 | | 69,39 | 66,84 |
| Tasa de Paro (Parados / Activos) | 27,51 | | 27,29 | 28,60 | 56,60 | | 39,25 | 44,24 | 35,79 | | 30,61 | 33,16 |

*Figura 3.10. Población según relación con la actividad, 1991*

La diferencia fundamental de la distribución de la población en cuanto a actividad laboral, tanto con la provincia como con el área metropolitana, se encuentra en la tasa de paro, y especialmente en los parados que buscan su primer empleo, variable que en el municipio se sitúa en el 7% de la población total. La diferencia es sobre todo evidente en el sexo femenino, en el que si la tasa de actividad es comparable, no es así la tasa de ocupación. Solo el 43´4% de las que ofrecen su fuerza de trabajo están ocupadas frente al 55´8% en la provincia y el 60´7% en la vecina Bahía de Algeciras.

Como consecuencia, la población que dependía de cada ocupado era en Tarifa de 4´17, mientras en conjunto del Arco de la Bahía era de 4´02 y en el conjunto de la provincia de 4´15 personas.

### *3.2.1.2. La evolución reciente del desempleo*

La evolución del paro registrado en el municipio entre 1988 y 2002 presenta una curva suavemente ondulada con fases de crecimiento y descenso, oscilando sus valores entre los 1.848 parados de 1994 y los 1.270 de 2000. El dato de marzo de 2002 es de 1.563 parados, siguiendo una tendencia ascendente que comienza en 2000, contrapuesta a la mayoritaria, de descenso, que se aprecia en el resto de los municipios de la comarca. De hecho, la evolución del paro durante el periodo es en el municipio la más negativa de la comarca, al presentar al final de la serie un valor superior al de inicio, lo que no se repite en ningún otro municipio.

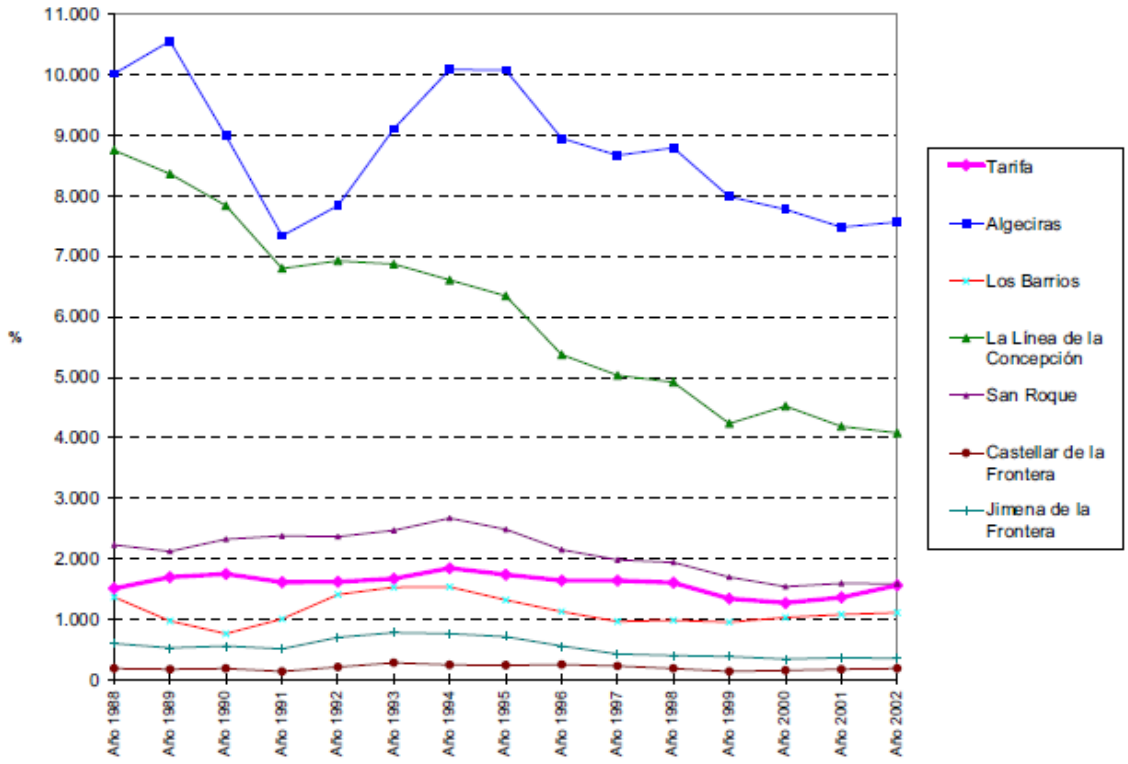



*Figura 3.11. Evolución del Paro registrado por el INEM. Mes de marzo 1988-2002*

La distribución por sexo y edad de los parados en marzo de 2001, que se expone en el siguiente gráfico, muestra como el desempleo afecta a los hombres en menor medida que a las mujeres, repartiéndose la proporción en 36´7 y 63´3% respectivamente. Entre los hombres, el volumen de parados oscila entre una media de 76 entre los 25 y 34 años y de 33 entre los 50 y 59 años, mientras que entre las mujeres se alcanzan las 152 personas entre los 30 y 34 años y las 138 entre 25 y 29. Poniendo en relación el número de parados con la estructura demográfica de esa fecha, el paro en Tarifa afectaba en marzo de 2001 al 8,85%de los hombres y al 16,32% de las mujeres que se encontraban en la edad laboral, sean o no población activa; unas cifras relativamente altas, especialmente en mujeres.

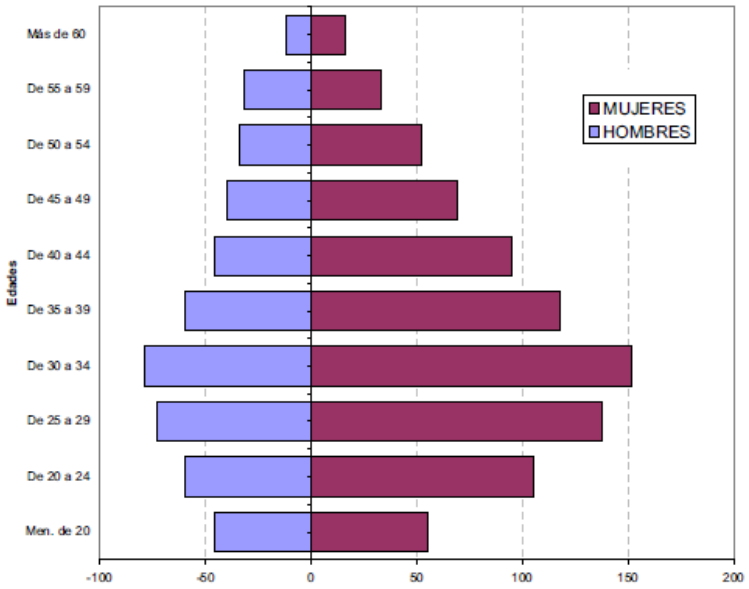



*Figura 3.12. Composición por sexo y edad del paro registrado. Tarifa Marzo 2001*

La población parada está compuesta casi en su 80% por personas con estudios de Certificado de Escolaridad y Graduado Escolar, aunque también son reseñables las personas con BUP y FP, y sin Certificado de Escolaridad.

| | n | % |
|---|---|---|
| Sin estudios | 6 | 0,5% |
| Primarios sin Certificado de escolaridad | 83 | 6,3% |
| Certificado de escolaridad | 624 | 47,5% |
| Graduado escolar | 408 | 31,1% |
| BUP | 67 | 5,1% |
| FP | 70 | 5,3% |
| Titulo grado medio | 40 | 3,0% |
| Titulo grado superior | 16 | 1,2% |
| TOTAL | 1.314 | 100,0% |

*Figura 3.13. Demandantes parados por nivel de estudios. Tarifa, Marzo-2001*

Según la actividad económica de la que provienen, aparte de un 23´25% que no tuvo empleo anterior, los parados de Tarifa se concentran en Administración pública, hostelería, construcción e industria manufacturera. En cuanto a grupos profesionales a los que pertenecen, es mayoritaria la presencia de los trabajadores no cualificados, nada menos que un 42%, seguidos de los trabajadores de los servicios, 19´3%, de los trabajadores cualificados, 15´4% y de los empleados administrativos (10´1%).

| | n | % |
|---|---|---|
| Agricultura y ganadería | 33 | 2,82% |
| Pesca - Agricultura | 30 | 2,56% |
| Industria extractiva | 1 | 0,09% |
| Industria manufacturera | 111 | 9,49% |
| Electricidad, gas y agua | 2 | 0,17% |
| Construcción | 135 | 11,54% |
| Comercio y reparaciones | 115 | 9,83% |
| Hostelería | 143 | 12,22% |
| Transportes y comunicaciones | 18 | 1,54% |
| Intermediación financiera | 4 | 0,34% |
| Inmobiliarias y alquiler | 65 | 5,56% |
| Administración pública | 188 | 16,07% |
| Educación | 17 | 1,45% |
| Sanidad y servicios sociales | 8 | 0,68% |
| Otras actividades sociales | 26 | 2,22% |
| Personal doméstico | 2 | 0,17% |
| Sin empleo anterior | 272 | 23,25% |
| TOTAL | 1170 | 100% |

*Figura 3.14. Demandantes parados por actividad económica. Tarifa, Marzo-2000*

| | n | % |
|---|---|---|
| FF.AA. | 0 | 0,00% |
| Directivos | 1 | 0,09% |
| Técnicos | 42 | 3,59% |
| Técnicos auxiliares | 44 | 3,76% |
| Empl. administrativos | 118 | 10,09% |
| Trab. de los servicios | 226 | 19,32% |
| Agricultura y pesca | 39 | 3,33% |
| Trab. cualificados | 180 | 15,38% |
| Operadores maquinaria | 28 | 2,39% |
| Trab. no cualificados | 492 | 42,05% |
| TOTAL | 1.170 | 100% |

*Figura 3.15. Demandantes parados por grupos profesionales. Tarifa, Marzo-2000*

### *3.2.1.3. La población ocupada*

Según los datos del Censo de Población de 1991 la población ocupada de Tarifa era de 3.474 personas (un 23´93% de la población total), de las cuales 2.806 hombres (72´5% de la población activa masculina) y 668 mujeres (el 43´4% de la población activa femenina).

Se analizará esta población en cuanto a su situación laboral, su movilidad geográfica y su distribución por profesiones, a partir de los datos de 1991.

#### 3.2.1.3.1. Población ocupada por situación laboral

Por su situación laboral, el elemento más distintivo de la población ocupada de Tarifa, en relación con su ámbito cercano, es su baja proporción de empleados fijos (31´9% de los ocupados frente al 50´2% de su ámbito funcional y el 47´6% de la provincia), y, en consecuencia, la alta de eventuales, característica que es especialmente importante en el empleo masculino. Como elemento también definitorio, hay que señalar la altísima proporción de empresarios, tanto de empleadores como de autónomos. En conjunto, casi un 20% de los ocupados pertenece a esta categoría, siendo muy destacables las diferencias respecto a su ámbito en cuanto a empresarios

que no emplean, y especialmente en mujeres: el 20% de las ocupadas se encuentra en esta situación frente al 8´7% en el área metropolitana y al 8´4% en la provincia.

| | HOMBRES | | | | MUJERES | | | | AMBOS SEXOS | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | TARIFA n | TARIFA % | AM BAHÍA ALG | PROV. CÁDIZ | TARIFA n | TARIFA % | AM BAHÍA ALG | PROV. CÁDIZ | TARIFA n | TARIFA % | AM BAHÍA ALG | PROV. CÁDIZ |
| Empresario que emplea | 161 | 5,75 | 5,31 | 5,39 | 32 | 4,79 | 3,29 | 2,84 | 193 | 5,56 | 4,82 | 4,77 |
| Empresario no emplea | 354 | 12,64 | 8,47 | 9,14 | 134 | 20,06 | 8,70 | 8,39 | 488 | 14,07 | 8,53 | 8,96 |
| Cooperativista | 25 | 0,89 | 0,56 | 1,00 | 1 | 0,15 | 0,32 | 0,40 | 26 | 0,75 | 0,51 | 0,85 |
| Ayuda familiar | 28 | 1,00 | 0,58 | 0,56 | 13 | 1,95 | 1,38 | 1,30 | 41 | 1,18 | 0,78 | 0,74 |
| Trabajador fijo | 886 | 31,63 | 51,69 | 48,46 | 222 | 33,23 | 45,78 | 44,75 | 1.108 | 31,94 | 50,25 | 47,56 |
| Trabajador eventual | 1.307 | 46,66 | 32,75 | 34,84 | 263 | 39,37 | 38,88 | 40,40 | 1.570 | 45,26 | 34,24 | 36,19 |
| Otra situación | 40 | 1,43 | 0,63 | 0,61 | 3 | 0,45 | 1,65 | 1,91 | 43 | 1,24 | 0,88 | 0,93 |
| TOTAL | 2.801 | 100 | 100 | 100 | 668 | 100 | 100 | 100 | 3.469 | 100 | 100 | 100 |

*Figura 3.16. Población según situación profesional, 1991*

Para actualizar estos valores de 1991, se dispone de los datos de afiliación aportados por la Tesorería General de la Seguridad Social de Cádiz para la fecha 31 de julio de 2001 sobre los trabajadores que tienen su residencia en Tarifa. En dichos datos, que originalmente se aportan por códigos postales, hay que tener en cuenta que se incluye la entidad de Zahara de los Atunes, perteneciente a Barbate, lo que produce una distorsión que se puede cifrar en alrededor de 300 empleados. A pesar de ello, queda claro que se produce un aumento sustancial en el número de trabajadores empleados respecto a los datos de 1991 (de al menos el 15% corrigiendo los datos de Zahara).

Igualmente hay que hacer constar que en los datos del "Área de Tarifa" se incluyen los de las entidades costeras del Sur, incluyendo Casas de Porro. Resulta llamativa la pareja distribución en cuanto a empresarios (que se mantiene en los mismos niveles que en 1991), y el hecho de que la diferencia en empleados por régimen general y por trabajadores del mar en la cabecera municipal se compensen en las áreas rurales con trabajadores agrarios por cuenta ajena.

| | Municipio | | Área de Tarifa | Áreas rurales |
|---|---|---|---|---|
| | n | % | % | % |
| Régimen General | 2.711 | 64,23% | 65,61% | 58,57% |
| Régimen Especial de Trabajadores Autónomos | 817 | 19,36% | 19,22% | 19,93% |
| Régimen Especial de Empleados del Hogar | 13 | 0,31% | 0,27% | 0,48% |
| Régimen Especial Agrario (REASS). Cuenta Ajena | 340 | 8,05% | 4,89% | 21,01% |
| Régimen Especial del Mar | 340 | 8,05% | 10,02% | 0,00% |
| TOTAL | 4.221 | 100,00% | 100,00% | 100,00% |

*Figura 3.17. Afiliados a la seguridad social en Julio de 2001*

### 3.2.1.3.2. Población ocupada por lugar de trabajo

Según los datos disponibles, procedentes del Censo de 1991, que hay que valorar como orientativos y comparativos ya que en ellos se mezclan trabajadores y estudiantes, se obtiene que más del 86% de la población estudia o trabaja en el mismo municipio. Afinando un poco más, se puede establecer una hipótesis eliminando a los estudiantes de esta tabla. La población con estudios en curso en 1991 era de 3.714 personas, de las cuales 156 eran estudiantes de tercer ciclo. Si se establece que los estudiantes de tercer ciclo se desplazan a otro municipio de la provincia (es posible que también lo hagan a otra provincia), y los de ciclos inferiores lo hacen en el mismo municipio, se llega a la siguiente tabla.

| | TARIFA | | | | | | Provincia Cádiz | TARIFA / Provincia = Base 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | HOMBRES | | MUJERES | | AMBOS SEXOS | | | |
| | n | % | n | % | n | % | % | |
| No especializados | 539 | 19,24 | 67 | 10,03 | 606 | 17,47 | 10,38 | 168,29 |
| Agricultura - pesca | 484 | 17,28 | 3 | 0,45 | 487 | 14,04 | 6,07 | 231,40 |
| Hostelería y servicios personales | 296 | 10,57 | 86 | 12,87 | 382 | 11,01 | 5,99 | 183,83 |
| Personal comercio | 185 | 6,60 | 146 | 21,86 | 331 | 9,54 | 9,15 | 104,27 |
| Especialistas construcción | 259 | 9,25 | 9 | 1,35 | 268 | 7,73 | 7,15 | 108,03 |
| Empleados administrativos | 124 | 4,43 | 77 | 11,53 | 201 | 5,79 | 10,66 | 54,37 |
| Operador maquinaria | 192 | 6,85 | 3 | 0,45 | 195 | 5,62 | 7,57 | 74,23 |
| Personal docente | 75 | 2,68 | 88 | 13,17 | 163 | 4,70 | 6,77 | 69,42 |
| Fuerzas armadas | 149 | 5,32 | 1 | 0,15 | 150 | 4,32 | 2,99 | 144,40 |
| Minería metalurgia | 130 | 4,64 | 3 | 0,45 | 133 | 3,83 | 8,24 | 46,56 |
| Servicio doméstico | 30 | 1,07 | 98 | 14,67 | 128 | 3,69 | 4,95 | 74,51 |
| Industria manufacturera | 74 | 2,64 | 27 | 4,04 | 101 | 2,91 | 3,83 | 76,04 |
| Seguridad | 78 | 2,78 | 6 | 0,90 | 84 | 2,42 | 2,33 | 103,73 |
| Técnicos | 49 | 1,75 | 10 | 1,50 | 59 | 1,70 | 3,72 | 45,69 |
| Directivos | 46 | 1,64 | 4 | 0,60 | 50 | 1,44 | 1,91 | 75,32 |
| Técnicos auxiliares | 17 | 0,61 | 26 | 3,89 | 43 | 1,24 | 2,99 | 41,51 |
| Agentes comerciales | 27 | 0,96 | 5 | 0,75 | 32 | 0,92 | 1,65 | 55,97 |
| Encargado construcción | 20 | 0,71 | 1 | 0,15 | 21 | 0,61 | 1,45 | 41,83 |
| Deportes, arte, clero | 12 | 0,43 | 6 | 0,90 | 18 | 0,52 | 0,59 | 88,32 |
| Jefes administrativos | 15 | 0,54 | 2 | 0,30 | 17 | 0,49 | 1,61 | 30,39 |
| TOTAL | 2.801 | 100 | 668 | 100 | 3.469 | 100 | 100 | 100 |

*Figura 3.18. Población ocupada por profesiones, 1991*

Según la estimación realizada, las personas que, censadas en Tarifa, trabajan en el mismo municipio, son 2.581 de un total de 3.377, un 76´43%, mientras que en otro municipio, es de suponer que básicamente el Área Metropolitana de la Bahía de

Algeciras, lo hace algo más de un 15% (el 21´4% en el caso de las mujeres). Así, aunque las relaciones con los municipios vecinos son reseñables, Tarifa mantenía claramente, en 1991, su independencia en este sentido.

### 3.2.1.3.3. Población ocupada por profesiones

En la distribución por profesiones, según los datos del Censo de Población de 1991, el municipio presenta bajas proporciones de trabajadores relacionados con la industria, así como en técnicos y empleados administrativos, y muy altas, en comparación con la provincia, en los relacionados con la hostelería y los servicios personales, así como con la pesca y la agricultura.

También son relativamente superiores respecto a la provincia los índices en cuanto a personal no especializado y a profesionales de las fuerzas armadas y, en menor medida, a especialistas de la construcción y personal de comercio.

| | TARIFA | | | | | | Provincia Cádiz | TARIFA / Provincia = Base 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | HOMBRES | | MUJERES | | AMBOS SEXOS | | | |
| | n | % | n | % | n | % | % | |
| No especializados | 539 | 19,24 | 67 | 10,03 | 606 | 17,47 | 10,38 | 168,29 |
| Agricultura - pesca | 484 | 17,28 | 3 | 0,45 | 487 | 14,04 | 6,07 | 231,40 |
| Hostelería y servicios personales | 296 | 10,57 | 86 | 12,87 | 382 | 11,01 | 5,99 | 183,83 |
| Personal comercio | 185 | 6,60 | 146 | 21,86 | 331 | 9,54 | 9,15 | 104,27 |
| Especialistas construcción | 259 | 9,25 | 9 | 1,35 | 268 | 7,73 | 7,15 | 108,03 |
| Empleados administrativos | 124 | 4,43 | 77 | 11,53 | 201 | 5,79 | 10,66 | 54,37 |
| Operador maquinaria | 192 | 6,85 | 3 | 0,45 | 195 | 5,62 | 7,57 | 74,29 |
| Personal docente | 75 | 2,68 | 88 | 13,17 | 163 | 4,70 | 6,77 | 69,42 |
| Fuerzas armadas | 149 | 5,32 | 1 | 0,15 | 150 | 4,32 | 2,99 | 144,48 |
| Minería metalurgia | 130 | 4,64 | 3 | 0,45 | 133 | 3,83 | 8,24 | 46,56 |
| Servicio doméstico | 30 | 1,07 | 98 | 14,67 | 128 | 3,69 | 4,95 | 74,51 |
| Industria manufacturera | 74 | 2,64 | 27 | 4,04 | 101 | 2,91 | 3,83 | 76,04 |
| Seguridad | 78 | 2,78 | 6 | 0,90 | 84 | 2,42 | 2,33 | 103,73 |
| Técnicos | 49 | 1,75 | 10 | 1,50 | 59 | 1,70 | 3,72 | 45,69 |
| Directivos | 46 | 1,64 | 4 | 0,60 | 50 | 1,44 | 1,91 | 75,32 |
| Técnicos auxiliares | 17 | 0,61 | 26 | 3,89 | 43 | 1,24 | 2,99 | 41,51 |
| Agentes comerciales | 27 | 0,96 | 5 | 0,75 | 32 | 0,92 | 1,65 | 55,97 |
| Encargado construcción | 20 | 0,71 | 1 | 0,15 | 21 | 0,61 | 1,45 | 41,83 |
| Deportes, arte, clero | 12 | 0,43 | 5 | 0,90 | 18 | 0,52 | 0,59 | 88,32 |
| Jefes administrativos | 15 | 0,54 | 2 | 0,30 | 17 | 0,49 | 1,61 | 30,30 |
| TOTAL | 2.801 | 100 | 668 | 100 | 3.469 | 100 | 100 | 100 |

*Figura 3.19. Población ocupada por profesiones, 1991*

### 3.2.1.3.4. Población ocupada por ramas de actividad

En 1991, en Tarifa destacaba como principal rama de actividad la pesca, seguida casi con las mismas proporciones por Administración y defensa, construcción, y hostelería. Entre estas cuatro ramas concentraban más del 50% del empleo, dando lugar a un panorama de escasa diversificación. La importancia de las ramas industriales es escasa en relación al área metropolitana y la provincia, destacando únicamente en cuanto a industria alimentaria y a la del caucho. Y en cuanto al resto de los servicios, aparte del comercio minorista, la reparación de vehículos y la educación, todas las ramas se encuentran muy por debajo de la proporción que alcanzan en los ámbitos de referencia, siendo este hecho más que destacable en cuanto a servicios avanzados a empresas, servicios financieros, sanidad y comercio mayorista.

| | TARIFA | | | | | | Provincia Cádiz | TARIFA / Provincia = Base 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | HOMBRES | | MUJERES | | AMBOS SEXOS | | | |
| | n | % | n | % | n | % | % | |
| Pesca | 444 | 15,86 | 1 | 0,15 | 445 | 12,88 | 2,11 | 610,77 |
| Administración y defensa | 383 | 13,68 | 50 | 7,62 | 433 | 12,53 | 11,75 | 106,67 |
| Construcción | 416 | 14,86 | 9 | 1,37 | 425 | 12,30 | 12,02 | 102,33 |
| Hostelería | 312 | 11,15 | 99 | 15,09 | 411 | 11,90 | 5,16 | 230,62 |
| Comercio minorista | 181 | 6,47 | 143 | 21,80 | 324 | 9,38 | 10,20 | 91,92 |
| Agricultura | 296 | 10,58 | 8 | 1,22 | 304 | 8,80 | 9,43 | 93,29 |
| Educación | 88 | 3,14 | 109 | 16,62 | 197 | 5,70 | 6,57 | 86,79 |
| Alimentación | 106 | 3,79 | 78 | 11,89 | 184 | 5,33 | 3,92 | 135,69 |
| Transportes y Comunicaciones | 167 | 5,97 | 11 | 1,68 | 178 | 5,15 | 6,08 | 84,76 |
| Servicios Recreativos | 63 | 2,25 | 26 | 3,96 | 89 | 2,58 | 3,54 | 72,67 |
| Sanidad | 45 | 1,61 | 38 | 5,79 | 83 | 2,40 | 5,41 | 44,43 |
| Reparación de vehículos | 67 | 2,39 | 1 | 0,15 | 68 | 1,97 | 2,06 | 95,44 |
| Comercio mayorista | 53 | 1,89 | 5 | 0,76 | 58 | 1,68 | 2,63 | 63,89 |
| Servicio Doméstico | 14 | 0,50 | 36 | 5,49 | 50 | 1,45 | 2,51 | 57,72 |
| Financieras | 26 | 0,93 | 15 | 2,29 | 41 | 1,19 | 2,16 | 54,94 |
| Servicio Empresas | 30 | 1,07 | 6 | 0,91 | 36 | 1,04 | 1,84 | 56,77 |
| Fabricación Metales | 20 | 0,71 | 1 | 0,15 | 21 | 0,61 | 1,65 | 36,88 |
| Manufacturas de Caucho | 18 | 0,64 | 2 | 0,30 | 20 | 0,58 | 0,47 | 123,23 |
| Producción Metal | 14 | 0,50 | 1 | 0,15 | 15 | 0,43 | 0,89 | 48,77 |
| Textil calzado | 7 | 0,25 | 7 | 1,07 | 14 | 0,41 | 1,62 | 25,08 |
| Papel | 6 | 0,21 | 4 | 0,61 | 10 | 0,29 | 0,78 | 37,01 |
| Química cemento | 6 | 0,21 | 4 | 0,61 | 10 | 0,29 | 1,00 | 28,83 |
| Energía | 9 | 0,32 | 1 | 0,15 | 10 | 0,29 | 0,68 | 42,77 |
| Extracción de combustible | 8 | 0,29 | 0 | 0,00 | 8 | 0,23 | 0,03 | 796,57 |
| Madera | 8 | 0,29 | 0 | 0,00 | 8 | 0,23 | 0,52 | 44,29 |
| Fabricación Equipos de Transporte | 8 | 0,29 | 0 | 0,00 | 8 | 0,23 | 3,77 | 6,13 |
| Coquería Refinería | 2 | 0,07 | 0 | 0,00 | 2 | 0,06 | 0,59 | 9,87 |
| Fabricación de Equipos Eléctricos | 1 | 0,04 | 1 | 0,15 | 2 | 0,06 | 0,49 | 11,89 |
| Extracción de metal | 1 | 0,04 | 0 | 0,00 | 1 | 0,03 | 0,13 | 22,91 |
| TOTAL | 2.799 | 100,00 | 656 | 100,00 | 3.455 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |

*Figura 3.20. Población ocupada por ramas de actividad, 1991*

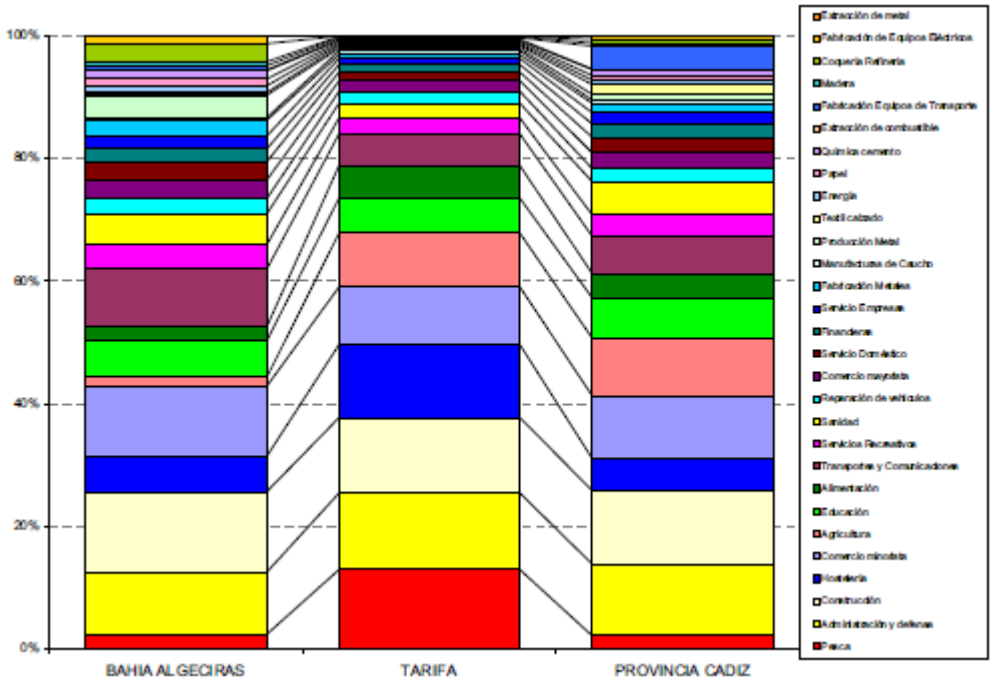



*Figura 3.21.Población ocupada por ramas de actividad. Ambos sexos, 1991*

Por sectores, la presencia de una actividad pesquera importante distorsiona la distribución en Tarifa. Destaca, sin embargo, en la dedicación al comercio y la hostelería por encima de su comarca y la provincia. Por esta causa, a pesar de presentar menores valores relativos en otros servicios, su porcentaje de empleados en el sector terciario se eleva globalmente hasta el 57%, cercano relativamente al de la provincia, del 59´9%, aunque claramente inferior al de su comarca, 62´7% y al del Área Metropolitana de la Bahía, 64´4%. En cuanto al sector secundario, las diferencias son mucho más acusadas.

Si el porcentaje de ocupados en la construcción no se separa demasiado de la de los otros ámbitos, la dedicación a industria manufacturera es ciertamente escasa en el municipio, de solo el 8´5% de los ocupados frente al 15´7% en la provincia.

| | TARIFA | | | Prov. Cádiz | Bahía Algeciras | Comarca Campo Gibraltar |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | H | M | TOTAL | AMBOS SEXOS % | | |
| AGRICULTURA, PESCA, MINERÍA | 740 | 9 | 749 | ***21,68*** | *11,54* | *3,89* | *6,36* |
| INDUSTRIA EXTRACTIVA | 9 | 0 | 9 | ***0,26*** | *0,16* | *0,13* | *0,15* |
| INDUSTRIA MANUFACTURERA | 196 | 98 | 294 | ***8,51*** | *15,71* | *17,34* | *16,37* |
| ENERGÍA Y AGUA | 9 | 1 | 10 | ***0,29*** | *0,68* | *1,08* | *1,08* |
| CONSTRUCCIÓN | 416 | 9 | 425 | ***12,30*** | *12,02* | *13,11* | *13,34* |
| COMERCIO Y HOSTELERÍA | 546 | 247 | 793 | ***22,95*** | *17,99* | *20,40* | *20,16* |
| OTROS SERVICIOS | 883 | 292 | 1.175 | ***34,01*** | *41,91* | *44,04* | *42,55* |
| TOTAL | 2.799 | 656 | 3.455 | ***100*** | *100* | *100* | *100* |

*Figura 3.22. Población ocupada por sectores de actividad, 2001*

### 3.2.2. El tejido empresarial

Se ha analizado hasta aquí, con datos de 1991, la actividad económica de la población residente en Tarifa, cuyo rasgo más característico es la concentración de efectivos en las ramas de la pesca, con su transformación como único desarrollo industrial reseñable, y también la hostelería, la construcción y el comercio minorista, la escasa integración metropolitana de la actividad económica, y el fuerte peso de los empresarios, sobre todo de los autónomos, en la economía local.

A continuación se aborda la actividad económica desde el punto de vista del territorio, es decir, de las empresas que se localizan en el término municipal. Para analizar el tejido económico radicado en Tarifa, se cuenta con los datos aportados por el IEA en el SIMA edición 2002 sobre evolución de licencias en el Registro Municipal de Actividades Económicas (RMAE), que sirve de base para la cuantificación del Impuesto de Actividades Económicas (IAE), fuente que no aporta información sobre actividades agrarias ni sobre el empleo generado por las administraciones públicas.

En la siguiente tabla se expone la evolución del número de licencias en las distintas secciones empresariales entre 1992 y 2001 en Tarifa, en el conjunto de la comarca del Campo de Gibraltar y en la Provincia de Cádiz. A partir de ella puede obtenerse una visión sintética y comparativa del tejido empresarial del municipio y su evolución.

| | Tarifa | | Bahía Algeciras | | Provincia Cádiz | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | año 1992 | año 2000 | año 1992 | año 2000 | año 1992 | año 2000 |
| EMPR. GANADERIA INDEPENDIENTE | 0 | 0 | 16 | 45 | 79 | 289 |
| EMPR. ENERGIA Y AGUA | 4 | 13 | 15 | 39 | 61 | 102 |
| EMPR. MINERIA, QUIMICA | 1 | 2 | 49 | 82 | 247 | 370 |
| EMPR. METALURGIA Y MECANICAS | 6 | 9 | 118 | 224 | 643 | 983 |
| EMPR. OTRAS INDUSTRIAS MANUFATURERAS | 33 | 41 | 288 | 443 | 2.423 | 2.672 |
| EMPR. CONSTRUCCION | 31 | 58 | 570 | 1.400 | 2.937 | 5.623 |
| EMPR. COMERCIO, HOSTELERIA Y REPARACIONES | 485 | 607 | 5.177 | 8.661 | 27.605 | 36.127 |
| EMPR. TRANSPORTE Y COMUNICACIONES | 70 | 68 | 1.200 | 1.624 | 5.041 | 5.323 |
| EMPR. FINANCIERAS, SEGUROS Y SERVICIOS EMPRESAS | 29 | 68 | 490 | 1.477 | 2.368 | 5.536 |
| EMPR. OTROS SERVICIOS | 44 | 77 | 674 | 1.329 | 3.454 | 5.641 |
| PROF. AGRICULTURA, GANADERIA Y PESCA | 2 | 1 | 19 | 38 | 148 | 214 |
| PROF. ENERGIA, AGUA, MINERIA Y QUIMICA | 0 | 0 | 6 | 6 | 20 | 30 |
| PROF. AERONAUTICA, TELECOM Y MECANICA PRECISION | 0 | 4 | 12 | 18 | 33 | 59 |
| PROF. OTRAS INDUSTRIAS MANUFATURERAS | 0 | 5 | 24 | 34 | 170 | 210 |
| PROF. CONSTRUCCION | 2 | 6 | 142 | 217 | 691 | 1.088 |
| PROF. COMERCIO, HOSTELERIA Y REPARACIONES | 2 | 8 | 105 | 122 | 603 | 624 |
| PROF. TRANSPORTE Y COMUNICACIONES | 0 | 0 | 1 | 5 | 5 | 15 |
| PROF. FINANCIERAS, SEGUROS Y SERVICIOS A EMPRESAS | 16 | 29 | 478 | 847 | 2.545 | 3.773 |
| PROF. OTROS SERVICIOS | 33 | 29 | 366 | 552 | 2.178 | 2.544 |
| ART. CINE, TEATRO, CIRCO | 0 | 2 | 1 | 7 | 9 | 16 |
| ART. BAILE | 0 | 0 | 0 | 1 | 4 | 8 |
| ART. MUSICA | 0 | 1 | 2 | 13 | 33 | 77 |
| ART. DEPORTE | 2 | 2 | 2 | 10 | 11 | 37 |
| ART. ESPECTACULOS TAURINOS | 0 | 0 | 1 | 2 | 6 | 10 |
| **TOTAL** | **760** | **1.030** | **9.756** | **17.196** | **51.314** | **71.371** |
| POBLACIÓN | 14.565 | 15.764 | 221.653 | 234.005 | 1.086.679 | 1.125.112 |
| | | | | | | |
| *INDUSTRIA* | *44* | *65* | *470* | *788* | *3.374* | *4.127* |
| *CONSTRUCCIÓN* | *31* | *58* | *570* | *1.400* | *2.937* | *5.623* |
| *COMERCIO Y SERVICIOS* | *628* | *820* | *7.541* | *13.091* | *38.468* | *52.627* |
| *PROFESIONALES* | *57* | *87* | *1.159* | *1.872* | *6.456* | *8.705* |

*Figura 3.23. Evolución de las licencias de actividad económica, 1992-2000*

| | EVOLUCIÓN 1992-2000 | | | VALORES POR 10.000 HAB. | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Tarifa | Bahía Algeciras | Provincia Cádiz | Tarifa | Bahía Algeciras | Provincia Cádiz |
| EMPR. GANADERIA INDEPENDIENTE | | 181,3% | 265,8% | 0,00 | 1,92 | 2,57 |
| EMPR. ENERGIA Y AGUA | 225,0% | 160,0% | 67,2% | 8,25 | 1,67 | 0,91 |
| EMPR. MINERIA, QUIMICA | 100,0% | 67,3% | 49,8% | 1,27 | 3,50 | 3,29 |
| EMPR. METALURGIA Y MECANICAS | 50,0% | 89,8% | 52,9% | 5,71 | 9,57 | 8,74 |
| EMPR. OTRAS INDUSTRIAS MANUFATURERAS | 24,2% | 53,8% | 10,3% | 26,01 | 18,93 | 23,75 |
| EMPR. CONSTRUCCION | 87,1% | 145,6% | 91,5% | 36,79 | 59,83 | 49,98 |
| EMPR. COMERCIO, HOSTELERIA Y REPARACIONES | 25,2% | 67,3% | 30,9% | 385,05 | 370,12 | 321,10 |
| EMPR. TRANSPORTE Y COMUNICACIONES | -2,9% | 35,3% | 5,6% | 43,14 | 69,40 | 47,31 |
| EMPR. FINANCIERAS, SEGUROS Y SERVICIOS EMPRESAS | 134,5% | 201,4% | 133,8% | 43,14 | 63,12 | 49,20 |
| EMPR. OTROS SERVICIOS | 75,0% | 97,2% | 63,3% | 48,85 | 56,79 | 50,14 |
| PROF. AGRICULTURA, GANADERIA Y PESCA | -50,0% | 100,0% | 44,6% | 0,63 | 1,62 | 1,90 |
| PROF. ENERGIA, AGUA, MINERIA Y QUIMICA | | 0,0% | 50,0% | 0,00 | 0,26 | 0,27 |
| PROF. AERONAUTICA, TELECOM. Y MECANICA PRECISION | | 50,0% | 78,8% | 2,54 | 0,77 | 0,52 |
| PROF. OTRAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS | | 41,7% | 23,5% | 3,17 | 1,45 | 1,87 |
| PROF. CONSTRUCCION | 200,0% | 52,8% | 57,5% | 3,81 | 9,27 | 9,67 |
| PROF. COMERCIO, HOSTELERIA Y REPARACIONES | 300,0% | 16,2% | 3,5% | 5,07 | 5,21 | 5,55 |
| PROF. TRANSPORTE Y COMUNICACIONES | | 400,0% | 200,0% | 0,00 | 0,21 | 0,13 |
| PROF. FINANCIERAS, SEGUROS Y SERVICIOS A EMPRESAS | 81,3% | 77,2% | 48,3% | 18,40 | 36,20 | 33,53 |
| PROF. OTROS SERVICIOS | -12,1% | 50,8% | 16,8% | 18,40 | 23,59 | 22,61 |
| ART. CINE, TEATRO, CIRCO | | 600,0% | 77,8% | 1,27 | 0,30 | 0,14 |
| ART. BAILE | | | 100,0% | 0,00 | 0,04 | 0,07 |
| ART. MUSICA | | 550,0% | 133,3% | 0,63 | 0,56 | 0,68 |
| ART. DEPORTE | 0,0% | 400,0% | 236,4% | 1,27 | 0,43 | 0,33 |
| ART. ESPECTACULOS TAURINOS | | 100,0% | 66,7% | 0,00 | 0,09 | 0,09 |
| **TOTAL** | **35,5%** | **76,3%** | **39,1%** | **653,39** | **734,86** | **634,35** |
| EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN | 8,2% | 5,6% | 3,5% | 125,22 | 166,96 | 134,34 |
| | | | | | | |
| *INDUSTRIA* | *47,7%* | *67,7%* | *22,3%* | *41,23* | *33,67* | *36,68* |
| *CONSTRUCCIÓN* | *87,1%* | *145,6%* | *91,5%* | *36,79* | *59,83* | *49,98* |
| *COMERCIO Y SERVICIOS* | *30,6%* | *73,6%* | *36,8%* | *520,17* | *559,43* | *467,75* |
| *PROFESIONALES* | *52,6%* | *61,5%* | *34,8%* | *55,19* | *80,00* | *77,37* |

*Figura 3.24. Evolución de las licencias de actividad económica 1992-2000 (Continuación)*

La distribución del tejido empresarial de Tarifa sujeto a IAE se distingue especialmente por la fuerte concentración de empresas en las ramas de comercio, hostelería y reparaciones. A pesar de que desde 1992 ha descendido su proporción en casi 5 puntos, todavía supone el 58´9% del total de licencias, frente al algo más del 50% que supone en el conjunto de su comarca y en la provincia. Lógicamente, ello ha de ser puesto en relación con la actividad turística que se desarrolla en el municipio. Igualmente supera la ratio por persona en cuanto a empresas manufactureras (más claramente respecto a su comarca, donde las empresas industriales presentan relativamente grandes dimensiones, que respecto a la provincia), y en cuanto a empresas de energía y agua, dado el peso de las empresas de energía eólica en el municipio. Del mismo modo, hay algunas ramas profesionales y de actividades artísticas en las que el municipio supera a los ámbitos de comparación, todas ellas de aparición en los últimos 10 años y de importancia anecdótica.

Por el contrario, el volumen relativo de empresas es menor en todas las ramas de los servicios, y ello a pesar de los avances que se han producido en cuanto a servicios avanzados a empresas (entre otros los financieros y los seguros) y en las industrias metalmecánicas. En la rama de los transportes, de la que partía de una posición poco desarrollada, la evolución, incluso, ha sido negativa. Por sectores industriales, únicamente tiene ratios de empresa por habitante superiores a los de su comarca en cuanto a la industria manufacturera, lo que puede ser una muestra de minifundismo más que de desarrollo.

Y también es menor el indicador en cuanto a empresas de la construcción.

Entre 1992 y 2000, con un ritmo constante, la evolución de las licencias de actividad económica ha experimentado en el municipio un crecimiento del 35´5%, muy

superior al que ha seguido su población, del 8´2%. Este crecimiento, sin embargo, ha sido mucho menos intenso que el acaecido en su comarca, donde han aumentado las actividades nada menos que un 76´3%, y en la provincia, donde éstas han crecido un 39´1% con crecimientos de población del 5´6% y el 3´5% respectivamente. Esta pérdida relativa de densidad económica es más evidente respecto a su comarca que respecto a la provincia, ámbito con el que sigue manteniendo diferencias positivas, menos en cuanto a profesionales y al subsector de la construcción.

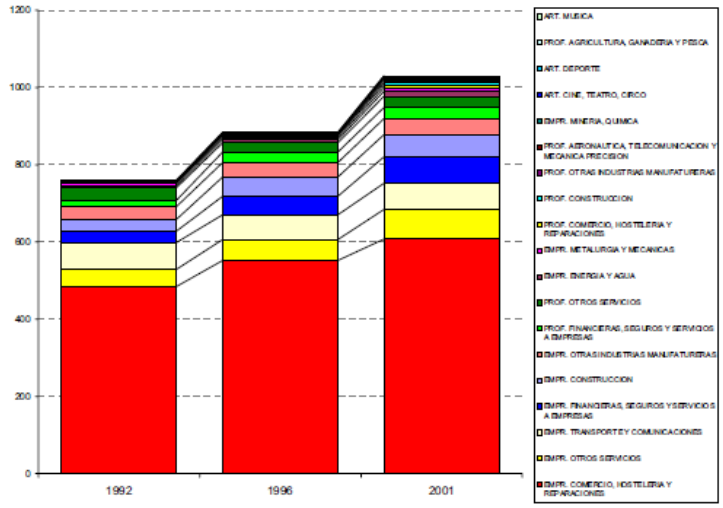



*Figura 3.25. Evolución de las licencias de actividad económica en Tarifa (1992-2001)*

En relación al tamaño de las empresas, en la tabla siguiente se ofrecen datos del IEA para 1998. Del 84´8% de empresas que aportan datos, el 79´8% tiene menos de 5 trabajadores dimensión que supone entre el 74% y el 75% de las empresas en el resto de los ámbitos. Por encima de esa cifra, solo hay una empresa en el municipio. Según los datos del IEA para 1998, el conjunto de 802 empresas del municipio tenían un total de 1.444 trabajadores, lo que supone una media de 1´80 trabajadores por empresa, un valor que representa solo el 58% de la media en la provincia, y el 53% de la media en el área metropolitana.

| | Tarifa n | Tarifa % | Provincia de Cádiz % | Bahía Algeciras % | Comarca Campo Gibr. % |
|---|---|---|---|---|---|
| Menos de 5 | 640 | 79,80 | 74,07 | 74,05 | 74,75 |
| De 6 a 19 | 34 | 4,24 | 7,71 | 8,00 | 7,51 |
| De 20 a 49 | 5 | 0,62 | 1,45 | 1,80 | 1,66 |
| De 50 a 99 | 0 | 0,00 | 0,39 | 0,39 | 0,34 |
| 100 y más | 1 | 0,12 | 0,20 | 0,22 | 0,20 |
| No consta | 122 | 15,21 | 16,19 | 15,55 | 15,54 |
| TOTAL | 802 | 100,00 | 100,00 | 100,00 | 100,00 |
| Trabajadores | *1.444* | | *154.016* | *31.220* | *33.261* |
| Media de empleo por empresa | *1,80* | | *3,12* | *3,37* | *3,17* |

*Figura 3.26. Tamaño de las empresas (1998)*

El Índice de Actividad Económica elaborado por La Caixa sirve como valor de síntesis de la actividad económica municipal y permite la comparación con diversos ámbitos. Se obtiene en función del Impuesto de Actividades Económicas (IAE) asignando valores municipales sobre una base de referencia nacional de 100.000 unidades equivalente al total del impuesto de actividades económicas empresariales y profesionales.

Con un valor de 24 puntos en el índice global, Tarifa presenta el quinto lugar en su comarca, el mismo que en cuanto a población.

Poniendo este índice en relación al número de habitantes, el índice global es algo inferior al provincial, y queda muy lejos del que tiene el conjunto de la comarca, a causa de la fuerte concentración industrial que se produce en la Bahía de Algeciras. Como marco básico de la comparación, según este índice, el Área Metropolitana de la Bahía de Algeciras concentra el 31´7% de toda la actividad económica en el provincia de Cádiz, contando solo con algo más del 18% de la población.

| | Población 2000 | Índice Actividad Económica | Índice Actividad Económica por 10.000 hab. |
|---|---|---|---|
| Algeciras | 104.089 | 292 | 28,05 |
| Los Barrios | 16.825 | 64 | 38,04 |
| Castellar de la Frontera | 2.531 | 1 | 3,95 |
| Jimena de la Frontera | 9.109 | 8 | 8,78 |
| La Línea de la Concepción | 59.993 | 75 | 12,50 |
| San Roque | 22.990 | 138 | 60,03 |
| Tarifa | 15.481 | 24 | 15,50 |
| BAHIA ALGECIRAS | 203.897 | 569 | 27,91 |
| COMARCA CAMPO GIBRALTAR | 231.018 | 602 | 26,06 |
| PROVINCIA CÁDIZ | 1.125.112 | 1.796 | 15,96 |
| *BAHÍA/PROVINCIA* | *18,12%* | *31,68%* | *174,87%* |

*Fuente: Anuario Económico de España 2001. La Caixa*

*Figura 3.27. Índice sintético de actividad económica, 1999*

Utilizando los datos más actualizados del Registro Municipal de Actividades Económicas de 2002, con las actividades en alta a 1 de enero, Tarifa cuenta con 981 altas en licencias de actividades económicas, de ellas 888 de actividades empresariales, 76 de empresariales, 2 de artísticas y 15 locales afectos a la actividad (estos últimos no contabilizados en las estadísticas que siguen). Por sectores económicos, se encuadran como se expone en la siguiente tabla.

| SECTOR | EMPRESAS | OBREROS |
|---|---|---|
| PRIMARIO | 0 | 0 |
| INDUSTRIA | 61 | 143 |
| CONSTRUCCION | 58 | 0 |
| SERVICIOS | 847 | 33 |
| TOTAL | 981 | 176 |

*Figura 3.28. Empresas de Tarifa registradas en IAE por sectores, 2002*

A la hora de cuantificar el empleo, el RMAE presenta la limitación de que solo da cifras para las ramas industriales y para la rama de reparaciones, incluida en el sector servicios, y aún en estos casos las cifras han de ser tomadas como valores mínimos, solo de trabajadores fijos, ya que sirven para cuantificar el Impuesto de Actividades Económicas.

### *3.2.2.1. El sector primario*

La actividad pesquera ha constituido la base económica del municipio de Tarifa desde tiempo inmemorial. Tradicionalmente se ha caracterizado por barcos de bajo tonelaje y escasa potencia dedicados con artes menores a la pesca en fresco en los caladeros de la costa marroquí, y por la presencia de la almadraba en la playa de Los Lances. Desde mediados de los años 50 se han producido grandes transformaciones en este contexto que han tenido una especial influencia en el municipio, marcado la pauta de la evolución demográfica tan negativa que se ha producido en el tercer cuarto del siglo XX. Entre estas transformaciones cabe destacar la independencia de Marruecos, con la constitución de su mar territorial y la creación incipiente de empresas pesqueras propias, lo que supuso la pérdida de los caladeros tradicionales, la integración de España en la Unión Europea, y la irrupción de las fuertes compañías comercializadoras como rectoras de los procesos productivos a escala mundial.

El único elemento que ha permitido la pervivencia de la actividad pesquera en el municipio con relativamente buena salud, ha sido la especialización en la captura del voraz o besugo de la pinta, que se ha demostrado como muy rentable desde que en 1982 se comenzara su explotación en los caladeros próximos a la costa del municipio. La pesca capturada de esta especie ha ido creciendo hasta culminar en 1994 con 854 toneladas y un valor de 1.226 millones de Ptas. Desde entonces, las capturas se han ido reduciendo, aunque en menor proporción relativamente que su valor, hasta quedar en 1999 en tan solo 199 toneladas y un valor de 404 millones de Ptas. Ello es debido a la política de limitación de capturas y de parada biológica que se ha impuesto desde 1998 para proteger los caladeros.

| | PESO (Tm) | | | VALOR (Millones de Ptas.) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| AÑO | TOTAL | VORAZ | ATUN | TOTAL | VORAZ | ATUN |
| 1985 | 572,2 | 209,9 | 2,6 | 282,3 | 185,7 | 0,9 |
| 1986 | 734,4 | 249,0 | 1,8 | 339,8 | 242,2 | 0,5 |
| 1987 | 562,9 | 292,7 | 1,1 | 433,6 | 323,3 | 0,5 |
| 1988 | 633,5 | 318,6 | 2,8 | 556,5 | 405,4 | 1,3 |
| 1989 | 734,7 | 413,4 | 1,6 | 674,8 | 547,7 | 0,8 |
| 1990 | 851,7 | 426,4 | 0,9 | 768,7 | 619,4 | 0,5 |
| 1991 | 733,4 | 421,1 | 0,3 | 749,2 | 691,3 | 0,2 |
| 1992 | 714,3 | 629,7 | 4,5 | 956,5 | 913,2 | 1,7 |
| 1993 | 997,7 | 764,5 | 47,2 | 1.126,2 | 1.041,4 | 11,0 |
| 1994 | 917,0 | 854,4 | 2,4 | 1.151,5 | 1.126,2 | 1,3 |
| 1995 | 847,6 | 501,6 | 41,0 | 928,4 | 761,3 | 24,5 |
| 1996 | 876,7 | 659,5 | 118,9 | 1.091,4 | 991,0 | 58,8 |
| 1997 | 1.031,6 | 527,2 | 170,2 | 1.010,2 | 792,7 | 99,8 |
| 1998 | 402,9 | 282,5 | 80,4 | 598,9 | 536,5 | 38,3 |
| 1999 | 373,8 | 198,8 | 147,5 | 513,1 | 404,3 | 97,0 |

*Figura 3.29. Evolución del peso y valor del total de capturas pesqueras y de las principales especies. Tarifa, 1985-1999*

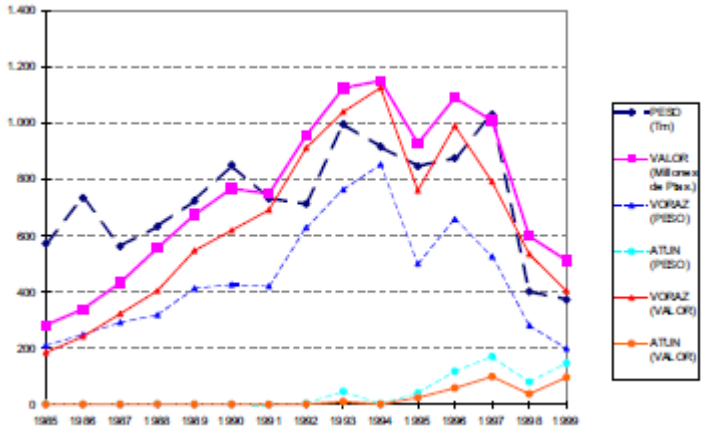



*Figura 3.30. Evolución de la producción pesquera. Tarifa 1985-1999*

La progresiva especialización de la pesca en Tarifa se aprecia claramente en la siguiente tabla, en la que se exponen las medias por quinquenios del porcentaje correspondiente a cada una de las especies en cuanto a peso y valor de la pesca. En la primera mitad de los años 90 se produjo una "edad de oro del voraz" por los altos precios que llegó a alcanzar. Supuso el 73´5% del peso, y nada menos que el 92´4% del valor de las capturas. Posteriormente, entre 1995 y 1999 se produjo un súbito crecimiento del atún y la japuta, aunque manteniéndose claramente destacada la hegemonía del voraz,

que siguió suponiendo el 84´1% del valor total de la pesca. Entre las tres especies llegaron a concentrar más del 99% del total de la pesca de Tarifa durante esos 5 años.

La reducción de las capturas en los dos últimos años de la serie significa una opción por la sostenibilidad de este valioso recurso, que ha de demostrarse beneficiosa a medio y largo plazo. En 1999, había un total de 102 embarcaciones pesqueras, gestionadas desde la Cofradía de Pescadores, el 95% de las cuales no sobrepasaba las 10 Toneladas de Registro Bruto, y el 5 % restante de mayor tonelaje, que faenaban en la modalidad de cerco, todas ellas especializadas en la pesca del voraz.

| | % DEL PESO | | | % DEL VALOR | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1985-89 | 1990-94 | 1995-99 | 1985-89 | 1990-94 | 1995-99 |
| VORAZ-BESUGO | 45,96% | 73,47% | 61,42% | 74,52% | 92,41% | 84,13% |
| ATUN | 0,30% | 1,32% | 15,80% | 0,18% | 0,31% | 7,69% |
| BONITO | 1,82% | 0,01% | 0,00% | 0,91% | 0,00% | 0,00% |
| CABALLAS | 18,42% | 6,31% | 0,19% | 1,51% | 0,32% | 0,01% |
| JAPUTA | 2,88% | 3,05% | 21,86% | 1,08% | 0,86% | 7,27% |
| JURELES | 1,66% | 0,31% | 0,02% | 4,62% | 0,98% | 0,00% |
| MELVA | 7,56% | 10,45% | 0,00% | 1,77% | 1,25% | 0,00% |
| MERLUZA | 4,31% | 0,26% | 0,00% | 1,05% | 0,27% | 0,00% |
| PECES MARINOS | 2,73% | 0,93% | 0,29% | 1,58% | 1,09% | 0,45% |
| PEZ ESPADA | 8,94% | 2,53% | 0,03% | 9,92% | 2,05% | 0,03% |
| TOTAL | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |

*Figura 3.31. Principales especies capturadas (medidas quinquenales)*

En 1991, los datos de empleo mostraban como la pesca representaba la ocupación principal de 445 personas, el 12´9% de los ocupados. En los datos de la Seguridad social de 2001 dicha cifra se había rebajado a 340 personas, que eran el 8% del total municipal y el 10% de los ocupados en la ciudad de Tarifa.

Aunque sin la tradición y la transcendencia de la actividad pesquera, ya que explota tierras de marginal aptitud agrológica, el subsector agrario también presenta una importancia reseñable en el municipio.

Según los datos de la Consejería de Agricultura que recoge el SIMA edición 2001, el territorio dedicado a la agricultura en el municipio de Tarifa en el año 1998 es un total de 5.318 Has, una superficie que no llega al 12´7% de la superficie municipal. De ellas, 673 Has en regadío, cuyos principales cultivos son girasol, maíz, praderas polifitas, sorgo y maíz forrajero, además de algunas zonas de huerta que tienen importancia en los ruedos de los poblados, y 4.645 en secano, cultivados de trigo y girasol en su 80% y completados con remolacha, habas, garbanzos y cebada entre otros.

| | Has. | % |
|---|---|---|
| Cultivos herbáceos | 658 | 2,02 |
| Cultivos leñosos | 131 | 0,40 |
| Erial a pastos | 907 | 2,78 |
| Monte leñoso | 10.863 | 33,34 |
| Monte maderable | 789 | 2,42 |
| Pastizales | 16.421 | 50,39 |
| Ríos y lagos | 634 | 1,95 |
| Superficie no agrícola | 167 | 0,51 |
| Terreno improductivo | 2.017 | 6,19 |
| | 32.587 | |

*Figura 3.32. Usos del suelo en Tarifa 2000*

La agricultura tiene cierta importancia en la estructura productiva del municipio por cuanto en las zonas rurales, que representan alrededor del 25% de la población municipal, llegan a superar el 20% de los ocupados, siendo la actividad principal en el poblado de colonización de Tahivilla y en el núcleo tradicional de Facinas. En Julio de 2001 las altas en el Régimen Especial Agrario de la Seguridad Social eran 340, lo que suponía el 8% del total de los trabajadores en alta, el mismo que el subsector pesquero. A ellos habría que sumar los empresarios agrarios que cotizan en el régimen de Autónomos. En el año 2000, aparecen en los datos del IEA 38 perceptores del Subsidio de Desempleo Agrario en el municipio.

En el Censo Agrario de 1989 aparece una superficie agraria de 39.824 Has, con una Superficie Agraria Útil de 32.520 Has, que son explotadas en propiedad en un 87´8%,

y que generan 555 explotaciones con tierra y 56 sin tierra. El total de empresarios agrarios son 596 de los cuales 326 tienen la tierra como única actividad, más 6 que la tienen como actividad principal, mientras que para los otros 246 es la actividad secundaria.

Dentro del empleo agrario ocupa una parte fundamental el dedicado a la ganadería, rama que mantiene cierta vitalidad en el municipio, y que es la base productiva del rico diseminado del interior del término. Se trata de una ganadería extensiva (no aparecen explotaciones intensivas en el RMAE del municipio), que explota mayoritariamente razas autóctonas para la producción de carne en las extensas áreas de ladera del término. Las áreas de pastizal que aparecen en la distribución de usos del suelo de 1998 son 18.407 Has, el 44% de la superficie municipal.

| EVOLUCIÓN DE LA CABAÑA GANADERA (en Unidades Ganaderas) TARIFA, 1982-1989 | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | año 1982 | año 1989 | Evolución 1982-1989 | % Provincial en 1989 |
| Bovinos | 12.099 | 10.140 | -19,32% | 11,45% |
| Ovinos | 226 | 323 | 30,03% | 6,66% |
| Caprinos | 1.329 | 956 | -39,02% | 12,56% |
| Porcinos | 523 | 373 | -40,21% | 3,29% |
| Aves | 208 | 179 | -16,20% | 3,22% |
| Equinos | 0 | 509 | 100,00% | 8,95% |

*Figura 3.33. Evolución de la Cabaña Ganadera (en unidades Ganaderas) Tarifa, 1982-1989*

Con el 6´7% de la superficie provincial, Tarifa concentra el 11´45% de la cabaña de bovino, centrada en la raza retinta, y algo más de la de caprinos destacando también su importancia relativa en cuanto a ganado equino. El descenso del 19% que ha sufrido entre 1982 y 1989 la cabaña de bovino, es de la misma proporción que el ocurrido en el conjunto provincial. En caprino y porcino. Sin embargo, si se ha producido una importante pérdida relativa.

### *3.2.2.2. Sector secundario*

En el Registro Municipal de Actividades Económicas de 2002 aparecen dadas de alta un total de 61 empresas en las ramas industriales con un empleo de 143 trabajadores. Entre ellos, no se contabilizaban los empleados en la producción de energía, que constituyen un subsector importante en el municipio. En la Base de Datos de Actividades Empresariales de Andalucía, para el mismo año 2002 se aporta el dato de 169 empleados en la industria manufacturera y 19 más en la producción de energía. Durante los dos años anteriores, los empleados en este subsector habían sido 350. Este brusco descenso debe relacionarse con la entrada en fase de mantenimiento, que se hace mediante subcontratas, de parques eólicos recién construidos.

La distribución por ramas de las empresas industriales que aparecen en el listado del IAE en 2002 es el que se expresa en tabla adjunta:

| RAMA | Empresas | Obreros | Empleo medio |
|---|---|---|---|
| ALIMENTACION | 12 | 80 | 6,7 |
| ENERGIA AGUA (*) | 11 | 2 | 0,2 |
| MADERA Y MUEBLES | 10 | 15 | 1,5 |
| TEXTIL | 6 | 10 | 1,7 |
| OTROS MATERIALES | 4 | 6 | 1,5 |
| CAUCHO PLASTICOS | 3 | 2 | 0,7 |
| FABRICACION DE ART METAL | 3 | 7 | 2,3 |
| FABRICACION MAQUINARIA Y EQUIPOS | 3 | 5 | 1,7 |
| PAPEL ARTES GRAFICAS (*) | 3 | 6 | 2,0 |
| CONSTRUCCION EQUIPOS PRECISION | 2 | 2 | 1,0 |
| FAB MATERIALES CONSTRUCCION | 2 | 6 | 3,0 |
| CONSTRUCCION NAVAL Y REPARACION | 1 | 1 | 1,0 |
| MATERIAL FOTOGRAFICO | 1 | 1 | 1,0 |
| *TOTAL* | *61* | *143* | *2,3* |

(*) Hay que tener en cuenta que hay 10 empresas de producción y distribución de energía, así como 1 de edición de libros que no aportan datos de empleo.
*Fuente: Registro Municipal de Actividades Económicas, 2002*

*Figura 3.34. Empresas y trabajadores por ramas industriales Tarifa, 2002*

En esta distribución que ofrece el Registro Municipal de Actividades Económicas, queda patente la relativamente escasa potencia y diversificación del sector industrial local, en la que solo cabe destacar cierta importancia de la rama alimentaria, la de

madera y muebles, la confección textil y la de fabricación de artículos deportivos (que aparece como "otros materiales"), que es distintiva del municipio, además de la industria de producción y distribución de energía, que no declara su volumen de empleo. El resto de las ramas puede considerarse mínimo en su volumen para una población de 16.000 habitantes como es Tarifa, no llegando a declarar más de 7 empleos, máximo representado por la fabricación de artículos de metal. Es posible que ello sea consecuencia de encontrarse en el área de influencia del área metropolitana de la Bahía de Algeciras, aunque también cabe cierta presencia de economía sumergida.

Dentro de la rama alimentaria, hay 3 empresas dedicadas a la fabricación de conservas de pescado, que reúnen 56 asalariados, concentrándose 27 de ellos en la más importante. Las 8 empresas de panadería y pastelería suponen 20 empleados. Y en el resto, destacan en cuanto a dimensiones, con 4 empleos, la fábrica de hormigones, la de harinas de pescado, y una de carpintería metálica. En conjunto, solo 3 empresas, las de conservas, tienen más de 5 empleados.

Por los lugares en los que se establece la sede social de las empresas industriales, se obtiene una imagen de la dimensión geográfica de las empresas asentadas en el municipio. El municipio presenta en este aspecto cierta diversificación relacionada con las empresas del sector energético.

| Municipio | Empresas | Obreros |
|---|---|---|
| TARIFA | 52 | 138 |
| SEVILLA | 3 | |
| S JUAN AZNAL | 3 | |
| MADRID | 2 | |
| CHICLANA FRO | 1 | 4 |
| ALMERIA | 1 | 1 |
| ALGECIRAS | 1 | 0 |
| ALCOBENDAS | 1 | |

*Figura 3.35Localización de la sede social de las empresas industriales de Tarifa, 2002*

Es posiblemente por la importancia de las empresas energéticas por lo que en el Índice Industrial de La Caixa en su Anuario Económico 2002, que se calcula a partir de los ingresos municipales en concepto de IAE, Tarifa tiene una posición mucho más elevada no ya que Barbate, que puede considerarse equivalente en cuanto a industria manufacturera a Tarifa, sino incluso a La Línea, situándose en un 50% del valor que este índice, puesto en relación con la población, tiene en su comarca.

| ÍNDICE SINTÉTICO DE ACTIVIDAD INDUSTRIAL, 2001 | | | |
|---|---|---|---|
| | Población 2000 | Índice Industrial | Índice Industrial por 10.000 hab. |
| Algeciras | 104.089 | 351 | 33,72 |
| Los Barrios | 16.825 | 148 | 87,96 |
| Barbate | 22.020 | 8 | 3,63 |
| Castellar de la Frontera | 2.531 | 2 | 7,90 |
| Jimena de la Frontera | 9.109 | 5 | 5,49 |
| La Línea de la Concepción | 59.993 | 31 | 5,17 |
| San Roque | 22.990 | 458 | 199,22 |
| Tarifa | 15.481 | 35 | 22,61 |
| BAHIA ALGECIRAS | 203.897 | 988 | 48,46 |
| COMARCA CAMPO GIBRALTAR | 231.018 | 1.030 | 44,59 |
| PROVINCIA CÁDIZ | 1.125.112 | 1.942 | 17,26 |
| *BAHÍA/PROVINCIA* | *18,12* | *50,88%* | *260 8%* |

*Figura 3.36. Índice sintético de actividad industrial, 2001*

### *3.2.2.3. Sector construcción*

| EPIGRAFES IAE | EMPRESAS |
|---|---|
| CONSTRUCCION COMPLETA, REPARACIÓN Y CONSERVACIÓN | 23 |
| INSTALACIONES ELECTRICAS EN GENERAL | 8 |
| CONSOLIDACION Y PREPARACION DE TERRENOS | 6 |
| ALBAÑILERIA Y PEQ. TRABAJOS CONSTRUCCIÓN | 6 |
| REVESTIMIENTOS EXTERIORES E INTERIORES | 3 |
| INSTALACIONES FONTANERIA | 3 |
| PREPARACIÓN Y MONTAJE ESTRUCTURAS Y CUBIERTAS | 1 |
| PINTURA, YESOS, ESCAYOLAS, Y DECORACION | 1 |
| INSTALACIONES FRIO Y CALOR | 1 |
| INSTALACION DE ANDAMIOS, CIMBRAS, ETC. | 1 |
| INSTALACION COCINAS | 1 |
| CONSTRUCCION DE TODA CLASE DE OBRAS | 1 |
| CONSTRUCCIÓN COMPLETA OBRAS CIVILES | 1 |
| CONSOLID. Y PREPARACIÓN. TERRENOS OBRAS CIVILES | 1 |
| AGRUPACIONES Y UNIONES TEMPORALES DE EMPRESAS | 1 |
| *TOTAL* | *58* |

*Figura 3.37. Composición del sector de la construcción, Tarifa 2002*

El sector de la construcción aparece en el RMAE de 2002 con un total de 58 empresas, las mismas que en el año 2000 (excluyendo los profesionales). Según la Base de Datos de Actividad Empresarial de Andalucía, en 2002 la construcción en Tarifa tenía 246 empleados, lo que supone un volumen medio de empleo de 4´24 por empresa, un valor no excesivamente bajo respecto a la provincia. En la siguiente tabla se aporta la evolución de viviendas construidas en el municipio, que sigue un ritmo claramente ascendente.

| EVOLUCION DEL NUMERO DE VIVIENDAS CONSTRUIDAS EN TARIFA | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | año1994 | año1995 | año1996 | año1997 | año1998 |
| Promoción Pública | 51 | 15 | 0 | 8 | 0 |
| VPO Régimen General | 27 | 31 | 57 | 62 | 45 |
| Viviendas libres | 70 | 148 | 291 | 207 | 644 |
| TOTAL | 148 | 194 | 348 | 277 | 689 |

*Fuente: Sistema de Información Multiterritorial de Andalucía (SIMA), 2002*

*Figura 3.38. Evolución del número de viviendas construidas en Tarifa*

### *3.2.2.4. Sector servicios*

El sector servicios está representado en el RMAE de 2002 por 847 empresas, más del 83% del total de las sujetas a IAE en el municipio. A partir de la Base de Datos de Actividades Empresariales del IEA se obtiene para el mismo una cifra de empleo de 1.262 personas. Para el año 2001, el anuario económico de La Caixa aporta las cifras de 354 empresas comerciales (322 minoristas y 32 mayoristas) y 158 en el sector de la hostelería, cifras inferiores a las que aparecen en el Registro Municipal de Actividades Económicas de 2002, que, sin embargo, son inferiores a las que quedaron reflejadas anteriormente procedentes de SIMA-2002 para el año 2000. La distribución de los servicios por ramas según el RMAE de 2002 es el que se expone en la siguiente tabla:

| SUBSECTOR | EMPRESAS | |
|---|---|---|
| | n | % |
| COMERCIO MENOR | 326 | 38,49 |
| HOSTELERIA | 204 | 24,09 |
| SERVICIOS EMPRESAS | 78 | 9,21 |
| PROFESIONALES | 76 | 8,97 |
| TRANSPORTES | 46 | 5,43 |
| COMERCIO MAYOR | 39 | 4,60 |
| SERVICIOS PERSONALES | 25 | 2,95 |
| SERVICIOS RECREATIVOS | 20 | 2,36 |
| REPARACIONES | 20 | 2,36 |
| OTROS SERVICIOS | 9 | 1,06 |
| SERVICIOS ENSEÑANZA | 9 | 1,06 |
| SERVICIOS SANITARIOS | 2 | 0,24 |
| | 847 | 100 |

*Figura 3.39. Composición del sector servicios Tarifa, 2002*

En esta composición del sector servicios cabe destacar, además de la preeminencia del comercio minorista y la hostelería, que en conjunto concentran el 67´2% del total (suponían casi el 80% en los datos del IEA para 2002), la importancia de los servicios a empresas y de los profesionales, que en un 58% se dedican también a este tipo de servicios (jurídicos, financieros, inmobiliarios, y en general técnicos de apoyo a la actividad económica).

A partir de los datos obtenidos sobre actividad comercial, se obtiene la siguiente tabla, en la que los valores se ponen en relación con el número de habitantes. En ella puede apreciarse la posición intermedia del municipio entre las áreas de la Bahía y el resto de los municipios del entorno, incluido Barbate, en cuanto a comercio minorista, especialmente destacable en cuanto al No Alimentario. Igualmente, se evidencia su deficiencia en comercio mayorista.

| | Activ. com. mayoristas | Activ. com. minoristas | Com. min. alimentac | Com. min. No alimentación | Sup.m2 minoristas | Índice comercial |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Algeciras | 453 | 2.529 | 868 | 1.417 | 212.683 | 312 |
| Barbate | 50 | 498 | 219 | 231 | 28.577 | 35 |
| Los Barrios | 111 | 286 | 107 | 161 | 54.096 | 49 |
| Castellar de la Frontera | 2 | 29 | 16 | 9 | 1.313 | 1 |
| Jimena de la Frontera | 28 | 141 | 60 | 63 | 8.773 | 11 |
| La Línea | 114 | 1.161 | 467 | 619 | 90.516 | 127 |
| San Roque | 67 | 411 | 158 | 214 | 39.828 | 39 |
| **Tarifa** | **32** | **322** | **123** | **189** | **22.287** | **19** |
| A.M Bahía Algeciras | 745 | 4.387 | 1.600 | 2.411 | 397.123 | 527 |
| Comarca Campo Gibraltar | 807 | 4.879 | 1.799 | 2.672 | 429.496 | 558 |
| Provincia de Cádiz | 3.065 | 20.955 | 8.456 | 10.797 | 1.860.521 | 2.181 |

*Fuente: Anuario Económico de España 2002. La Caixa*

*Figura 3.40. Actividad comercial a 1/01/2001 según el anuario económico de España (Valores Absolutos)*

| ACTIVIDAD COMERCIAL A 1/01/2001 SEGÚN EL ANUARIO ECONÓMICO DE ESPAÑA (Valores por 10.000 Habitantes) | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Activ. com. mayoristas | Activ. com. minoristas | Com. min. alimentac | Com. min. No alimentación | Sup.m2 minoristas | Índice comercial |
| Algeciras | 44,64 | 249,24 | 85,54 | 139,65 | 20.961 | 30,75 |
| Barbate | 22,92 | 228,28 | 100,39 | 105,89 | 13.100 | 16,04 |
| Los Barrios | 62,58 | 161,24 | 60,33 | 90,77 | 30.499 | 27,63 |
| Castellar de la Frontera | 7,78 | 112,80 | 62,23 | 35,01 | 5.107 | 3,89 |
| Jimena de la Frontera | 30,81 | 155,15 | 66,02 | 69,32 | 9.653 | 12,10 |
| La Línea | 19,18 | 195,33 | 78,57 | 104,14 | 15.229 | 21,37 |
| San Roque | 28,59 | 175,37 | 67,42 | 91,31 | 16.994 | 16,64 |
| **Tarifa** | **20,42** | **205,49** | **78,49** | **120,61** | **14.223** | **12,13** |
| A.M Bahía Algeciras | 36,87 | 217,09 | 79,18 | 119,31 | 19.652 | 26,08 |
| Comarca Campo Gibraltar | 35,18 | 212,68 | 78,42 | 116,47 | 18.722 | 24,32 |
| Provincia de Cádiz | 27,24 | 186,25 | 75,16 | 95,96 | 16.536 | 19,38 |

*Fuente: Anuario Económico de España 2002. La Caixa*

*Figura 3.41. Actividad comercial a 1/01/2001 según el anuario económico de España (Valores por 10.000 habitantes)*

Especial interés dentro del sector servicios presenta el estudio de las ramas de turismo y hostelería, dada la posición litoral del municipio. En restauración, Tarifa presenta un número de establecimientos, en relación a su población, superior en más del 50% a la media de su comarca, aunque esta diferencia no se expresa en el índice de La Caixa, que se basa en percepciones por el Impuesto de Actividades Económicas. En cuanto a alojamiento turístico, Tarifa es el municipio de mayores valores absolutos de todo el Sur de la provincia.

Poniendo en relación con su población este índice, el municipio llega a multiplicar por 4´22 la media provincial por persona, lo que da muestra de la importancia de este sector que se ha constituido en la alternativa económica la pesca.

| | Actividades de restauración y bares | Índice de restauración y bares | Índice turístico |
|---|---|---|---|
| Algeciras | 677 | 263 | 73 |
| Barbate | 156 | 35 | 31 |
| Los Barrios | 120 | 27 | 31 |
| Castellar de la Frontera | 20 | 3 | 2 |
| Jimena de la Frontera | 51 | 7 | 4 |
| La Línea | 310 | 79 | 62 |
| San Roque | 188 | 40 | 85 |
| **Tarifa** | 158 | 31 | 104 |
| A.M Bahía Algeciras | 1.295 | 409 | 251 |
| Comarca Campo Gibraltar | 1.524 | 450 | 361 |
| Provincia de Cádiz | 6.920 | 2.071 | 2.154 |

*Fuente: Anuario Económico de España 2002. La Caixa*

*Figura 3.42. Turismo y Hostelería a 1/01/2001 según el anuario económico de España (Valores absolutos)*

| | Actividades de restauración y bares | Índice de restauración y bares | Índice turístico |
|---|---|---|---|
| Algeciras | 66,72 | 25,92 | 7,19 |
| Barbate | 71,51 | 16,04 | 14,21 |
| Los Barrios | 67,66 | 15,22 | 17,48 |
| Castellar de la Frontera | 77,79 | 11,67 | 7,78 |
| Jimena de la Frontera | 56,12 | 7,70 | 4,40 |
| La Línea | 52,16 | 13,29 | 10,43 |
| San Roque | 80,22 | 17,07 | 36,27 |
| **Tarifa** | 100,83 | 19,78 | 66,37 |
| A.M Bahía Algeciras | 64,08 | 20,24 | 12,42 |
| Comarca Campo Gibraltar | 66,43 | 19,62 | 15,74 |
| Provincia de Cádiz | 61,50 | 18,41 | 19,14 |

*Figura 3.43. Turismo y Hostelería 1/01/2001 según el anuario económico de España (Valores por 10.000 habitantes)*

El desarrollo del sector turístico en el municipio se produce a partir de los años 70 y se basa fundamentalmente en el recurso de su playa, que mantiene en los mercados una imagen de marca basada en la autenticidad y la escasa alteración. En los meses de verano se produce un grado de ocupación que llega a desbordar la capacidad de sus establecimientos de alojamiento, dando lugar incluso a una creciente oferta no reglada (viviendas familiares) de alojamiento turístico en la ciudad de Tarifa y a lo largo de toda la costa atlántica, siendo un importante punto de referencia la ensenada de Bolonia.

Dentro de su oferta turística, Tarifa ha conseguido convertir una limitación, como es el fuerte viento del Estrecho, en un recurso, convirtiéndose en punto de referencia a

escala europea para la práctica de deportes relacionados con la vela (windsurf, flysurf), elemento a potenciar para reducir la estacionalidad del uso turístico.

Aparte de éste, se están desarrollando incitativas de puesta en valor de la riqueza natural del entorno, respaldada por la presencia de dos Parques Naturales en su territorio, el del Estrecho y el de los Alcornocales, mediante la creación de empresas de turismo activo. Actividades como el submarinismo o el avistamiento de cetáceos, el turismo ecuestre o cinegético, son, junto a la riqueza gastronómica de la zona, la idoneidad para la realización de actividades de educación ambiental o la misma calidad del paisaje urbano, potencialidades que están comenzando a ser consideradas en su justa medida como factor de desarrollo.

EVOLUCIÓN DE LA OFERTA DE ALOJAMIENTO. TARIFA, 1988-1998
ESTABLECIMIENTOS

| | 1988 | 1998 | | | Evolución 1988-1998 |
|---|---|---|---|---|---|
| | n | n | % | % provincial | |
| Hoteles 4 estrellas | 0 | 1 | 1,0% | 4,3% | +++ |
| Hoteles 3 estrellas | 1 | 1 | 1,0% | 2,9% | 0% |
| Hoteles 2 estrellas | 5 | 7 | 7,1% | 16,7% | 40% |
| Hoteles 1 estrella | 1 | 7 | 7,1% | 18,9% | 600% |
| Hotel/apto 2 estrellas | 0 | 1 | 1,0% | 25,0% | +++ |
| Pensiones 2 estrellas. | 2 | 5 | 5,1% | 7,7% | 150% |
| Pensiones 1 estrella | 6 | 16 | 16,3% | 10,4% | 167% |
| Apartamentos 2 llaves | 3 | 3 | 3,1% | 1,9% | 0% |
| Apartamentos. 1 llave | 0 | 50 | 51,0% | 24,3% | +++ |
| Camping 2ª categoría | 5 | 7 | 7,1% | 25,0% | 40% |
| TOTAL | 23 | 98 | 100,0% | | |

*Figura 3.44. Evolución de la oferta de alojamiento, Tarifa 1968-1998. Establecimientos*

| EVOLUCIÓN DE LA OFERTA DE ALOJAMIENTO. TARIFA, 1988-1998 NÚMERO DE PLAZAS | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 1988 | 1998 | | | Evolución 1988-1998 |
| | n | n | % | % provincial | |
| Hoteles 4 estrellas | 0 | 617 | 9,5% | 9,3% | +++ |
| Hoteles 3 estrellas | 87 | 87 | 1,3% | 1,9% | 0% |
| Hoteles 2 estrellas | 292 | 368 | 5,7% | 21,8% | 26% |
| Hoteles 1 estrella | 37 | 189 | 2,9% | 14,3% | 411% |
| Hotel/apto 2 estrellas | 0 | 38 | 0,6% | 6,4% | +++ |
| Pensiones 2 estrellas. | 53 | 127 | 2,0% | 6,5% | 140% |
| Pensiones 1 estrella | 110 | 326 | 5,0% | 9,9% | 196% |
| Apartamentos 2 llaves | 9 | 9 | 0,1% | 1,6% | 0% |
| Apartamentos. 1 llave | 0 | 166 | 2,6% | 19,1% | +++ |
| Camping 2ª categoría | 2.456 | 4.581 | 70,4% | 32,4% | 87% |
| TOTAL | 3.044 | 6.508 | 100,0% | 15'4% | |

*Figura 3.45. Evolución de la oferta de alojamiento. Tarifa, 1968-1998. Número de plazas*

En la tabla anterior, que se obtiene a partir de los datos que aporta el IEA, se aprecia la importancia de la actividad turística en el municipio. Constituyendo el 1´4% de la población de la provincia, Tarifa concentra el 15´5% de las plazas hoteleras. Esta alta proporción, en la que también hay que tener en cuenta, como elementos de ponderación, la longitud de su costa, es más destacable aún en hoteles de 1 y 2 estrellas, en apartamentos de 1 llave y, sobre todo, en campings de 2ª categoría, donde el municipio concentra casi la tercera parte de la oferta provincial. Se trata, pues, de una oferta concentrada en los niveles más básicos de la demanda, contribuyendo ello al tópico de que el turismo en Tarifa es de "mochila y bocadillo". Si en los primeros momentos del desarrollo turística en el municipio esta especialización en turismo joven y de escaso poder adquisitivo puede considerarse cierta, la evolución de la demanda va descubriendo nuevas alternativas más selectas, tendiéndose hacia un turismo de mayor calidad para el que no le faltan atractivos al municipio, como lo demuestra el hecho de la aparición en los años 90 de un hotel de 4 estrellas con 617 plazas en el área de Atlanterra.

### 3.2.3. Nivel de renta y nivel de vida

Según los datos del IAE que aparecen en el SIMA edición 2001, la renta familiar disponible de todos los municipios de la comarca del Campo de Gibraltar se encuentra en el tramo de hasta 6.010,14 Euros, el intervalo más bajo de la escala de los municipios andaluces.

Comparando los datos referidos a declaraciones del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) de 1991 y 1998, ofrecidos por el IEA, se obtiene otra aproximación al nivel de renta municipal. En la siguiente tabla se expone la evolución del número de declaraciones y el volumen de ingresos netos declarados en euros, haciendo una comparación per cápita con los municipios de Barbate y Los Barrios, comparables hasta cierto punto por su población aunque no por su dinámica económica, el área metropolitana de la Bahía de Algeciras y la provincia, utilizando para ello los datos de población aprobados por el INE.

| | Tarifa | BARBATE | Los Barrios | A.M. Bahía Algeciras | Provincia Cádiz |
|---|---|---|---|---|---|
| Población 1991 | 14.512 | 21.641 | 13.669 | 194.464 | 1.078.404 |
| Población 1998 | 15.118 | 21.916 | 16.083 | 200.006 | 1.107.484 |
| *Evolución 1991-1998* | *4,2%* | *1,3%* | *17,7%* | *2,8%* | *2,7%* |
| Número de declaraciones 1991 | 3.247 | 4.498 | 2.930 | 45.578 | 252.860 |
| Número de declaraciones 1998 | 4.473 | 5.446 | 5.132 | 58.986 | 336.977 |
| *Evolución 1991-1998* | *37,8%* | *21,1%* | *75,2%* | *29,4%* | *33,3%* |
| Declaraciones / 100 hab 1991 | 22,37 | 20,78 | 21,44 | 23,44 | 23,45 |
| Declaraciones / 100 hab 1998 | 29,59 | 24,85 | 31,91 | 29,49 | 30,43 |
| *Evolución 1991-1998* | *32,2%* | *19,6%* | *48,9%* | *25,8%* | *29,8%* |
| Renta neta declarada 1991 | 28.722.705 | 40.978.772 | 33.083.294 | 550.782.739 | 2.858.481.250 |
| Renta neta declarada 1998 | 45.222.260 | 63.251.283 | 66.450.092 | 810.049.523 | 4.263.079.973 |
| *Evolución 1991-1998* | *57,4%* | *54,4%* | *100,9%* | *47,1%* | *49,1%* |
| Renta media por declaración 1991 | 8.846 | 9.110 | 11.291 | 12.084 | 11.305 |
| Renta media por declaración 1998 | 10.110 | 11.614 | 12.948 | 13.733 | 12.651 |
| *Evolución 1991-1998* | *14,3%* | *27,5%* | *14,7%* | *13,6%* | *11,9%* |
| Rentas declaradas por hab 1991 | 1.979 | 1.894 | 2.420 | 2.832 | 2.651 |
| Rentas declaradas por hab 1998 | 2.991 | 2.886 | 4.132 | 4.050 | 3.849 |
| *Evolución 1991-1998* | *51,1%* | *52,4%* | *70,7%* | *43,0%* | *45,2%* |

*Figura 3.46. Evolución de las rentas declaradas en IRPF 1991-1996 (En euros)*

El total de las rentas netas declaradas en Tarifa en 1998 ascendían a más de 45 millones de euros, lo que equivale a una renta media declarada de 2.991 euros por habitante. Ello supone un valor de renta declarada per cápita un 22´3% inferior a la media en la provincia y un 26´1% inferior a la de la vecina área metropolitana. El hecho de que en 1991 estos valores de renta declarada per cápita fuera inferior en un 25´3% y un 30´1% respectivamente a la de los otros ámbitos, indica una evolución económica más positiva en los últimos años. Respecto a Barbate, con la que se encuentra en niveles comparables aunque algo superiores, la evolución ha sido en muy leve medida más negativa, lo que indica una cierta convergencia de rentas en este deprimido ámbito del sur de la provincia. A favor de Tarifa hay que anotar un mejor reparto de las rentas entre su población, a tenor de la evolución del número de declaraciones. Tarifa ha llegado a superar en los años que muestra la serie al área metropolitana en proporción de población que declara, así como en el crecimiento del volumen de rentas declaradas, aspectos en el que solo es superado por el municipio de Los Barrios, que presenta una evolución ciertamente espectacular.

En cuanto a la distribución por origen de las rentas declaradas, en la evolución entre 1991 y 1998 es destacable el crecimiento de las rentas obtenidas por actividades profesionales, que en números absolutos se han multiplicado por más de 5, llegando casi a alcanzar el volumen declarado por rentas de actividades empresariales, y han pasado de representar el 2´3% al 8´5% del total. Es en la proporción que ha llegado a alcanzar este tipo de rentas, y en la procedente de las actividades financieras de las familias, donde más se separa el municipio de la distribución de rentas que se produce en el ámbito provincial y metropolitano. Por el contrario, en estos dos ámbitos, las rentas procedentes del trabajo son netamente superiores en proporción, indicando claramente una estructura del empleo peculiar en el municipio.

| | TARIFA | | | | A.M.Bahía Algeciras | Provincia Cádiz |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1991 | | 1998 | | 1998 | 1998 |
| | n | % | n | % | % | % |
| Rentas netas del trabajo | 22.450.657 | 78,2 % | 32.068.732 | 76,5% | 90,5 | 88,3 |
| Rentas netas activ. empres. | 3.924.699 | 13,7% | 4.058.378 | 9,7% | 5,5 | 7,4 |
| Rentas netas activ. profes. | 655.073 | 2,3% | 3.567.851 | 8,5% | 3,0 | 3,2 |
| Otro tipo de rentas (netas) | 1.692.276 | 5,9% | 2.222.046 | 5,3% | 1,0 | 1,1 |
| Rentas netas declaradas | 28.722.705 | 100,0% | 41.917.007 | 100,0 % | 100 | 100 |

*Figura 3.47. Rentas declaradas en IRPF según origen*

Volviendo a los indicadores de renta municipal que utiliza el Anuario Económico de España de La Caixa, el denominado "Cuota de Mercado" pretende medir la capacidad de consumo comparativa de los municipios (la población y su nivel adquisitivo global) sobre una base nacional de 100.000 unidades. Se elabora tomando en cuenta las variables de población, número de teléfonos, automóviles, camiones, oficinas bancarias, y actividades comerciales minoristas. Sus resultados se exponen en la siguiente tabla:

| | Cuota de mercado | Teléfonos | Automóviles | Camiones y furgonetas | Oficinas bancarias | Actividades comerciales minoristas |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Algeciras | 225 | 32.635 | 41.984 | 7.037 | 60 | 2.529 |
| Los Barrios | 39 | 5.273 | 6.305 | 1.497 | 9 | 286 |
| Castellar de la Frontera | 6 | 581 | 937 | 260 | 1 | 29 |
| Jimena de la Frontera | 23 | 2.628 | 3.394 | 1.091 | 7 | 141 |
| La Línea | 120 | 16.783 | 22.312 | 3.317 | 21 | 1.161 |
| San Roque | 58 | 9.549 | 11.095 | 2.135 | 19 | 411 |
| Tarifa | 33 | 4.864 | 4.001 | 1.093 | 9 | 322 |
| BAHIA | 442 | 64.240 | 81.696 | 13.986 | 109 | 4.387 |
| COMARCA | 504 | 72.313 | 90.028 | 16.430 | 126 | 4.879 |
| PROVINCIA | 2.347 | 334.620 | 390.841 | 70.593 | 623 | 20.955 |
| Tarifa/comarca | 6,55% | 6,73% | 4,44% | 6,65% | 7,14% | 6,60% |
| Tarifa/provincia | 1,41% | 1,45% | 1,02% | 1,55% | 1,44% | 1,54% |

*Figura 3.48. Cuota de mercado e indicadores relacionados. Tarifa, 2001 (Valores Absolutos)*

| | Cuota de mercado | Teléfonos | Automóviles | Camiones y furgonetas | Oficinas bancarias | Actividades comerciales minoristas |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Algeciras | 22,17 | 3.216 | 4.138 | 694 | 5,91 | 249,24 |
| Los Barrios | 21,99 | 2.973 | 3.555 | 844 | 5,07 | 161,24 |
| Castellar de la Fra. | 23,34 | 2.260 | 3.644 | 1.011 | 3,89 | 112,80 |
| Jimena de la Frontera | 25,31 | 2.892 | 3.735 | 1.200 | 7,70 | 155,15 |
| La Línea | 20,19 | 2.824 | 3.754 | 558 | 3,53 | 195,33 |
| San Roque | 24,75 | 4.075 | 4.734 | 911 | 8,11 | 175,37 |
| Tarifa | 21,06 | 3.104 | 2.553 | 698 | 5,74 | 205,49 |
| BAHIA | 21,87 | 3.179 | 4.043 | 692 | 5,39 | 217,09 |
| COMARCA | 21,97 | 3.152 | 3.924 | 716 | 5,49 | 212,68 |
| PROVINCIA | 20,86 | 2.974 | 3.474 | 627 | 5,54 | 186,25 |
| Tarifa/comarca | 95,86% | 98,47% | 65,06% | 97,39% | 104,57% | 96,62% |
| Tarifa/provincia | 100,95% | 104,37% | 73,50% | 111,17% | 103,72% | 110,33% |

*Figura 3.49. Cuota de mercado e indicadores relacionados, 2001 (Valores por 10.000 habitantes)*

En todos los indicadores de consumo, excepto en automóviles, donde el municipio presenta un valor ciertamente bajo, Tarifa supera la media provincial. Como valor de síntesis, la cuota de mercado presenta un valor ajustado al del conjunto. Respecto a su comarca, sin embargo, presenta un valor inferior en todos los indicadores salvo el de oficinas bancarias, posiblemente por la importancia de la actividad turística, quedando el índice sintético del municipio en menos del 96% del que define al conjunto

## 3.3. Estudio energético

### 3.3.1. Evolución energética en España

#### *3.3.1.1. Introducción*

Durante 1999 la economía española tuvo un excelente comportamiento, muy similar al de 1998, lo que ha permitido consolidar la fase expansiva iniciada tras la crisis de 1993.

Esta buena situación económica ha dado lugar a un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica durante los dos últimos años debido a la correlación entre crecimiento del Producto Interior Bruto y la demanda eléctrica.

La demanda en barras de central (b.c.) peninsular en 1999 alcanzó los 184.275 GWh, lo que supone un incremento del 6,5% respecto al año anterior, de este incremento el 5,7% tiene su explicación precisamente en la actividad económica.

Este crecimiento de la demanda ha sido más acusado en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) donde el buen comportamiento de la economía y en particular del sector turístico, se ha dejado sentir con mayor intensidad alcanzándose una demanda en b.c. de 10.078 GWh, lo que ha supuesto un incremento con respecto a 1998 del 8,9%.

Para el conjunto nacional, la demanda b.c. se ha situado en 194.353 GWh, un 6,6% superior a la registrada el año anterior.

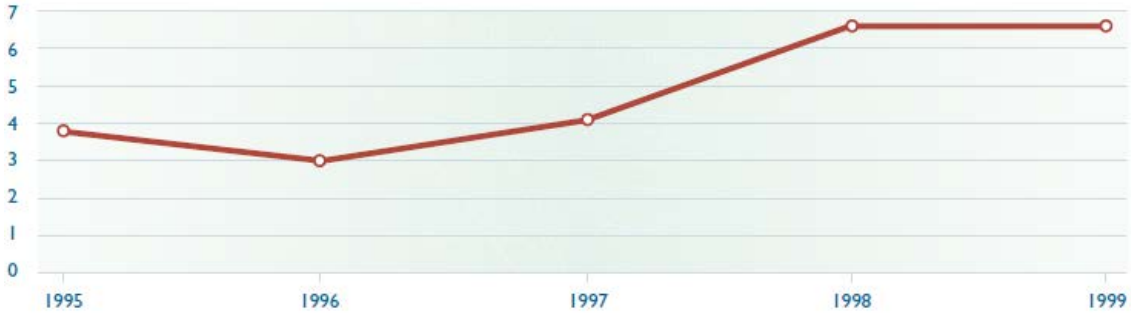



*Figura 3.50. Crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica nacional en b.c. (%)*

Durante 1999, en el sistema eléctrico peninsular se ha alcanzado en sucesivas ocasiones nuevas cifras máximas tanto de demanda de energía diaria, la última el día 17 de diciembre con 622 GWh, como de demanda de energía horaria, establecida finalmente en los 31.247 MW registrados el día 16 de diciembre.

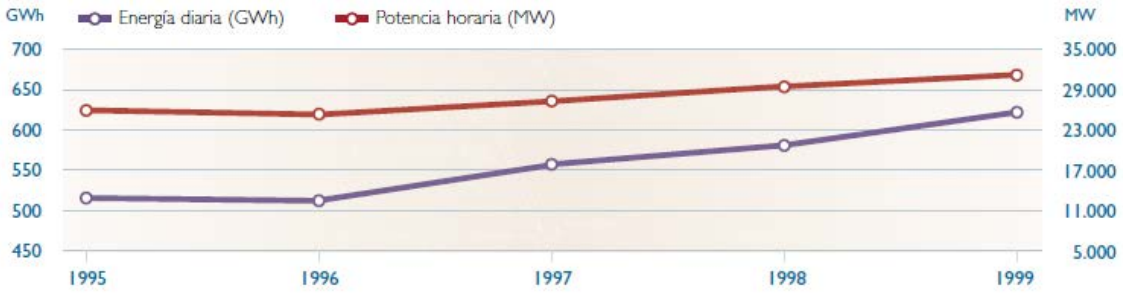



*Figura 3.51. Evolución de los valores máximos peninsulares de demanda de potencia horaria y de energía diaria*

La demanda peninsular fue cubierta en un 83,8% con la producción de las centrales del régimen ordinario, un 13,1% por la energía adquirida a los productores en régimen especial, y un 3,1% por el saldo importador de los intercambios internacionales.

Los aspectos más destacables de la evolución del régimen ordinario del sistema eléctrico peninsular durante 1999 han sido los siguientes:

- Se han registrado elevados crecimientos tanto en la producción de las centrales de carbón, 20,1% como en los grupos de fuel y mixtos, 75,4%, debido fundamentalmente al elevado crecimiento de la demanda y a la baja hidraulicidad.

- La baja hidraulicidad, durante la mayor parte de los meses del año, ha supuesto una reducción de la producción hidráulica del 28,9%.

- La producción de las centrales nucleares ha decrecido un 0,3% con lo que se mantiene en niveles similares de años anteriores.

Por su parte, las adquisiciones de energía al régimen especial han supuesto una aportación al sistema de 24.182 GWh, un 22,7% más que el año anterior, en tanto que el saldo importador de intercambios internacionales, con una aportación de 5.719 GWh, ha crecido un 68,1% como consecuencia de la incorporación de nuevos agentes externos, autorizados dentro del proceso de apertura del mercado eléctrico español.

| | Peninsular | | Extrapeninsular | | Total | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | GWh | % 99/98 | GWh | % 99/98 | GWh | % 99/98 |
| Hidráulica | 24.171 | −28,9 | 2 | −38,9 | 24.173 | −28,9 |
| Nuclear | 58.852 | −0,3 | - | - | 58.852 | −0,3 |
| Carbón | 72.315 | 20,1 | 3.476 | 10,7 | 75.791 | 19,7 |
| Fuel/gas | 9.925 | 75,4 | 6.580 | 6,5 | 16.505 | 39,4 |
| **PRODUCCIÓN (b.a.)** | **165.263** | **4,0** | **10.058** | **7,9** | **175.321** | **4,3** |
| − Consumos en generación | 7.224 | 14,5 | 718 | 5,7 | 7.942 | 13,7 |
| − Consumos bombeo | 3.666 | 41,7 | - | - | 3.666 | 41,7 |
| **PRODUCCIÓN (b.c.)** | **154.373** | **3,0** | **9.340** | **8,0** | **163.713** | **3,2** |
| + Intercambios internacionales | 5.719 | 68,1 | - | - | 5.719 | 68,1 |
| + Régimen especial | 24.182 | 22,7 | 738 | 21,2 | 24.920 | 22,6 |
| **DEMANDA (b.c.)** | **184.275** | **6,5** | **10.078** | **8,9** | **194.353** | **6,6** |

*Figura 3.52. Balance de energía eléctrica nacional*

### *3.3.1.2. Demanda de energía eléctrica en b.c*

A continuación se muestran una serie de graficas sobre el crecimiento de la demanda, potencia y la energía en las diferentes comunidades autónomas, en el caso del proyecto tratado habría que fijarse en los datos para la comunidad de Andalucía en la cual reside el proyecto desarrollado.

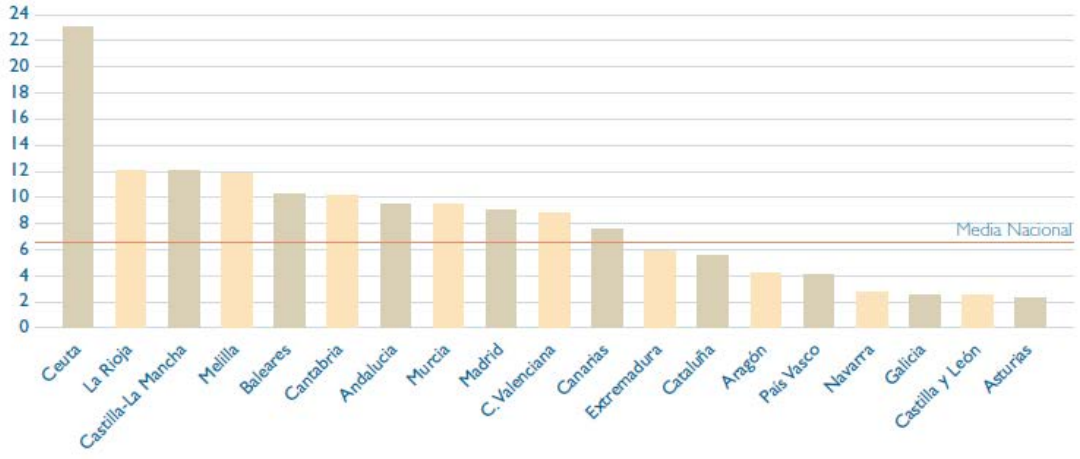



*Figura 3.53. Crecimiento de la demanda b.c. (%)*

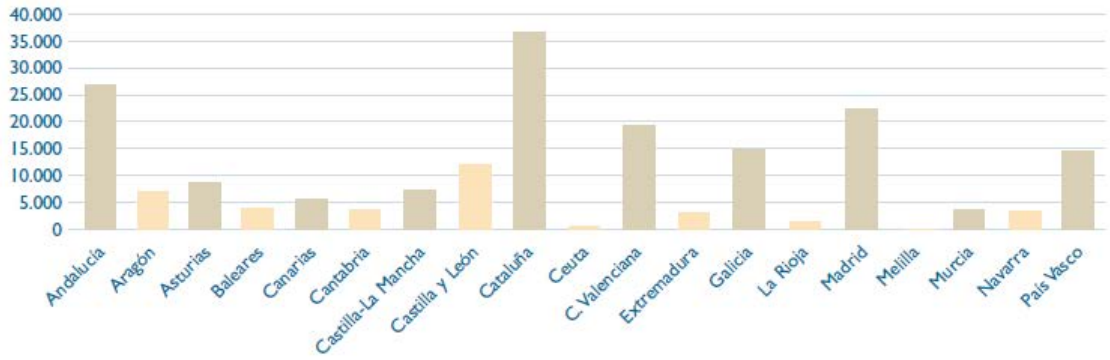



*Figura 3.54. Demanda b.c. (GWh)*

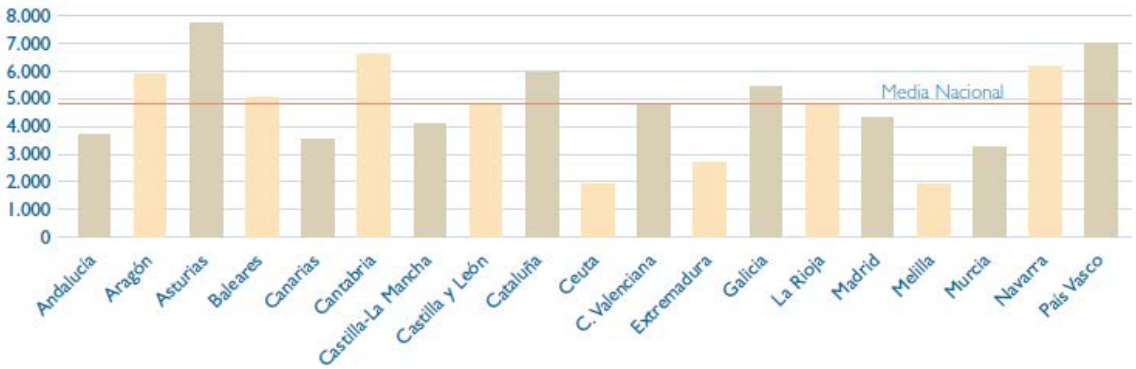



*Figura 3.55. Demanda per cápita (KWh b.c.)*

### *3.3.1.3. Balance de energía eléctrica*

En las siguientes tablas, se puede observar la cantidad de energía generada en cada comunidad autónoma clasificada en los diferentes métodos de obtención de la misma, así como la producción en b.c y en b.a

| | Andalucía | Aragón | Asturias | Baleares | Canarias | Cantabria | Castilla-La Mancha | Castilla y León | Cataluña | Ceuta |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidráulica | 951 | 2.635 | 1.378 | 0 | 2 | 403 | 484 | 5.511 | 3.729 | 0 |
| Nuclear | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8.440 | 3.483 | 23.512 | 0 |
| Carbón | 13.430 | 6.641 | 17.977 | 3.476 | 0 | 0 | 1.266 | 16.956 | 686 | 0 |
| Fuel/gas | 1.163 | 0 | 0 | 746 | 5.569 | 0 | 2.108 | 0 | 1.796 | 145 |
| **PRODUCCIÓN (b.a.)** | **15.544** | **9.276** | **19.354** | **4.223** | **5.571** | **403** | **12.298** | **25.950** | **29.723** | **145** |
| – Consumos generación | 633 | 462 | 1.032 | 334 | 373 | 5 | 792 | 1.203 | 1.113 | 7 |
| – Consumos bombeo | 457 | 518 | 116 | 0 | 0 | 456 | 118 | 711 | 379 | 0 |
| **PRODUCCIÓN (b.c.)** | **14.453** | **8.297** | **18.206** | **3.889** | **5.199** | **–57(*)** | **11.388** | **24.035** | **28.232** | **138** |
| + Intercambios internacionales | –1.811 | 743 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 728 | 3.385 | 0 |
| + Intercambios intercomunidades | 10.853 | –4.750 | –10.486 | 0 | 0 | 2.794 | –5.369 | –14.074 | –549 | 0 |
| + Régimen especial | 3.354 | 2.723 | 819 | 149 | 588 | 725 | 1.186 | 1.349 | 5.761 | 0 |
| **DEMANDA (b.c.)** | **26.850** | **7.012** | **8.540** | **4.037** | **5.787** | **3.462** | **7.205** | **12.038** | **36.828** | **138** |

*Figura 3.56. Balance de energía eléctrica (GWh)*

| | C. Valenciana | Extremadura | Galicia | La Rioja | Madrid | Melilla | Murcia | Navarra | País Vasco | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidráulica | 882 | 1.443 | 6.080 | 95 | 37 | 0 | 70 | 178 | 296 | **24.173** |
| Nuclear | 7.772 | 15.645 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **58.852** |
| Carbón | 0 | 0 | 13.924 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.436 | **75.791** |
| Fuel/gas | 2.417 | 0 | 491 | 0 | 0 | 120 | 923 | 0 | 1.027 | **16.505** |
| **PRODUCCIÓN (b.a.)** | **11.070** | **17.089** | **20.495** | **95** | **37** | **120** | **993** | **178** | **2.758** | **175.321** |
| – Consumos generación | 420 | 616 | 799 | 1 | 0 | 5 | 45 | 2 | 101 | **7.942** |
| – Consumos bombeo | 655 | 33 | 223 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **3.666** |
| **PRODUCCIÓN (b.c.)** | **9.995** | **16.439** | **19.473** | **94** | **37** | **115** | **948** | **176** | **2.657** | **163.713** |
| + Intercambios internacionales | 0 | 3.154 | −3.024 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2.545 | **5.719** |
| + Intercambios intercomunidades | 7.672 | −16.723 | −4.818 | 1.092 | 21.675 | 0 | 2.232 | 1.776 | 8.676 | **0** |
| + Régimen especial | 1.679 | 15 | 3.225 | 84 | 591 | 0 | 452 | 1.341 | 877 | **24.920** |
| **DEMANDA (b.c.)** | **19.347** | **2.885** | **14.856** | **1.270** | **22.302** | **115** | **3.633** | **3.292** | **14.756** | **194.353** |

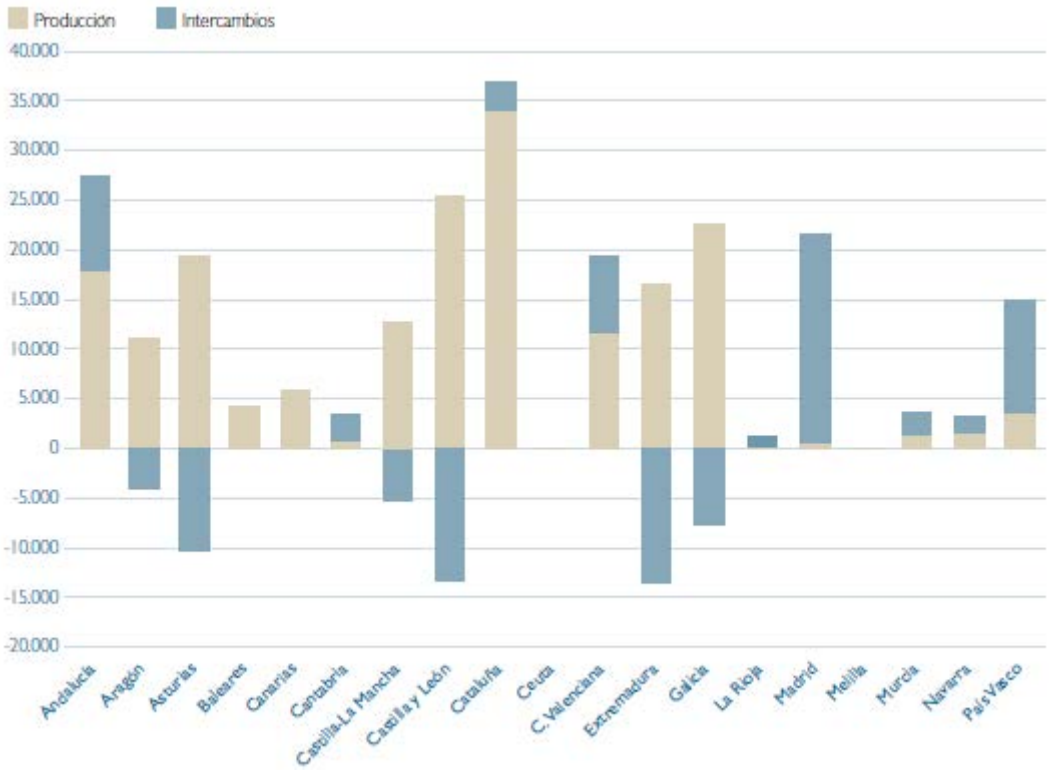



*Figura 3.57. Componentes de la demanda b.c. (GWh)*

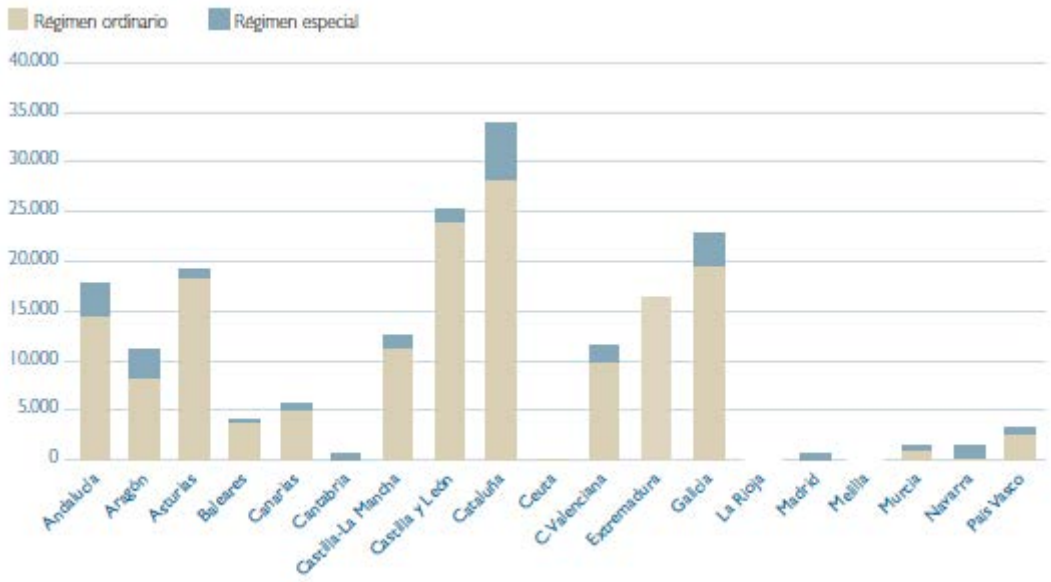



*Figura 3.58. Producción del régimen ordinario y régimen especial (GWh)*

### *3.3.1.4. Régimen ordinario*

En la siguiente tabla podemos observar la producción en régimen ordinario en cada comunidad autónoma de cada tipo de generación de energía.

| | Andalucía | Aragón | Asturias | Baleares | Canarias | Cantabria | Castilla-La Mancha | Castilla y León | Cataluña | Ceuta |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidráulica | 1.046 | 1.284 | 661 | 0 | 1 | 363 | 721 | 3.955 | 2.206 | 0 |
| Nuclear | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.226 | 466 | 3.012 | 0 |
| Carbón | 1.962 | 1.290 | 2.662 | 510 | 0 | 0 | 220 | 2.780 | 160 | 0 |
| Fuel/gas | 1.505 | 0 | 0 | 628 | 1.554 | 0 | 948 | 0 | 2.364 | 39 |
| **Total** | **4.513** | **2.574** | **3.323** | **1.138** | **1.555** | **363** | **3.115** | **7.201** | **7.742** | **39** |

| | C. Valenciana | Extremadura | Galicia | La Rioja | Madrid | Melilla | Murcia | Navarra | País Vasco | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidráulica | 1.255 | 2.148 | 2.673 | 8 | 59 | 0 | 28 | 11 | 105 | **16.525** |
| Nuclear | 1.025 | 1.957 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **7.686** |
| Carbón | 0 | 0 | 1.950 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 214 | **11.748** |
| Fuel/gas | 1.084 | 0 | 470 | 0 | 0 | 45 | 858 | 0 | 985 | **10.480** |
| **Total** | **3.364** | **4.105** | **5.093** | **8** | **59** | **45** | **886** | **11** | **1.304** | **46.439** |

*Figura 3.59. Potencia instalada (MW)*

A continuación se muestra en un diagrama de barras el porcentaje de generación de cada energía en las diferentes comunidades autónomas.

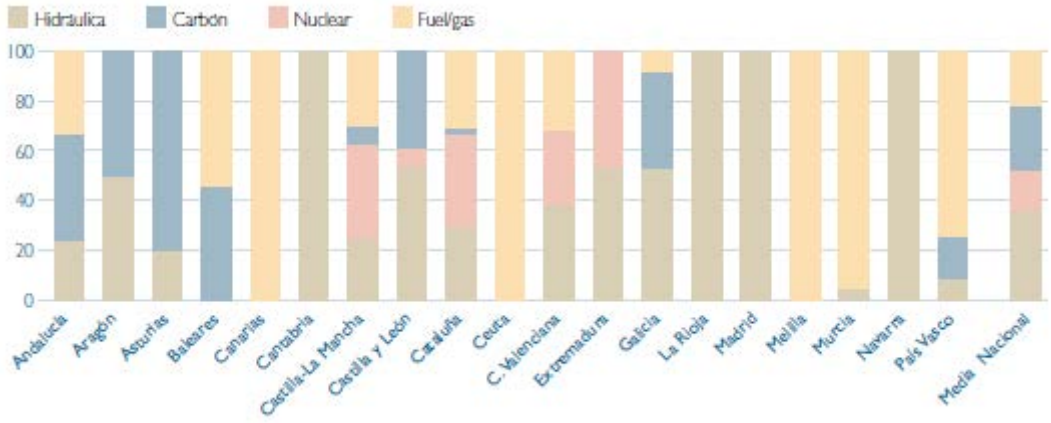



*Figura 3.60. Estructura de la potencia instalada por de central (%)*

En el siguiente mapa, se muestra la ubicación de las distintas centrales termoeléctricas existentes en la Península, se puede observar que en la zona de Cádiz, Algeciras, existe alguna, lo cual es de gran interés para la producción eléctrica de la zona del proyecto, ya que se trata de un sistema de generación eléctrica que aporta electricidad a la red.

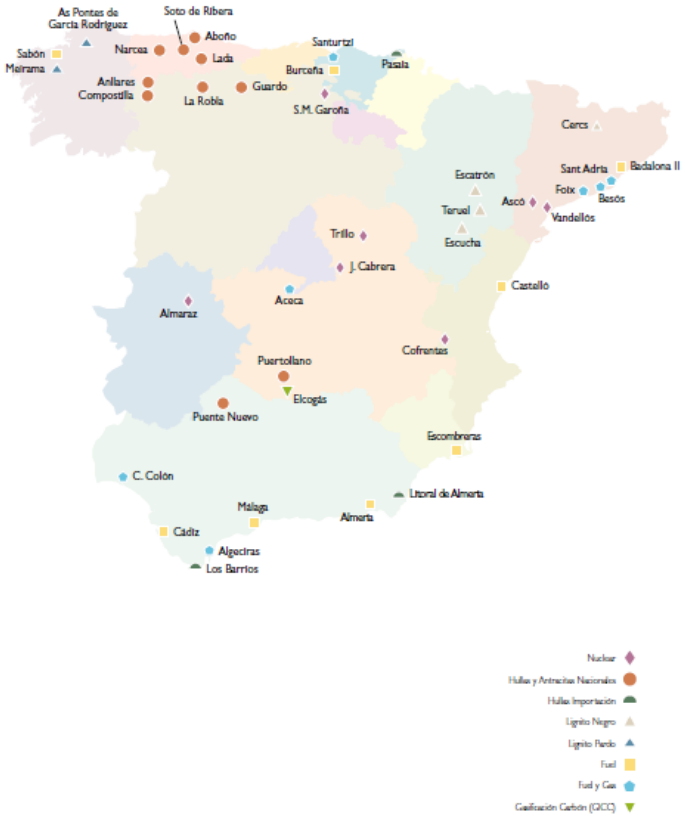



*Figura 3.61. Ubicación de las centrales termoeléctricas peninsulares*

A continuación se muestra una tabla con la producción en b.a por cada tipo de central para las diferentes comunidades autónomas.

| | Andalucía | Aragón | Asturias | Baleares | Canarias | Cantabria | Castilla-La Mancha | Castilla y León | Cataluña | Ceuta |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidráulica | 951 | 2.635 | 1.378 | 0 | 2 | 403 | 484 | 5.511 | 3.729 | 0 |
| Nuclear | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8.440 | 3.483 | 23.512 | 0 |
| Carbón | 13.430 | 6.641 | 17.977 | 3.476 | 0 | 0 | 1.266 | 16.956 | 686 | 0 |
| Fuel/gas | 1.163 | 0 | 0 | 746 | 5.569 | 0 | 2.108 | 0 | 1.796 | 145 |
| **Total** | **15.544** | **9.276** | **19.354** | **4.223** | **5.571** | **403** | **12.298** | **25.950** | **29.723** | **145** |

| | C. Valenciana | Extremadura | Galicia | La Rioja | Madrid | Melilla | Murcia | Navarra | País Vasco | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidráulica | 882 | 1.443 | 6.080 | 95 | 37 | 0 | 70 | 178 | 296 | **24.173** |
| Nuclear | 7.772 | 15.645 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | **58.852** |
| Carbón | 0 | 0 | 13.924 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1.436 | **75.791** |
| Fuel/gas | 2.417 | 0 | 491 | 0 | 0 | 120 | 923 | 0 | 1.027 | **16.505** |
| **Total** | **11.070** | **17.089** | **20.495** | **95** | **37** | **120** | **993** | **178** | **2.758** | **175.321** |

*Figura 3.62. Producción en b.a. por tipo de central (GWh)*

Por último se puede observar la estructura de la producción por cada tipo de central en un diagrama para cada comunidad autónoma.

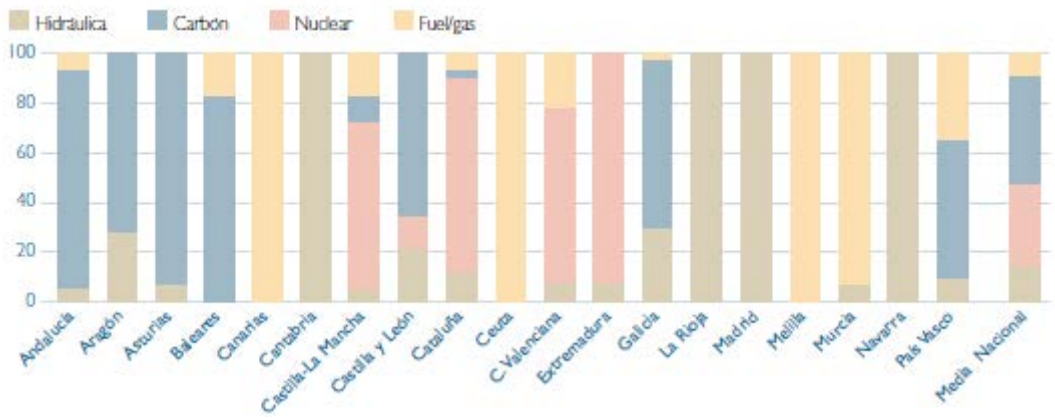



*Figura 3.63. Estructura de la producción por tipo de central (%)*

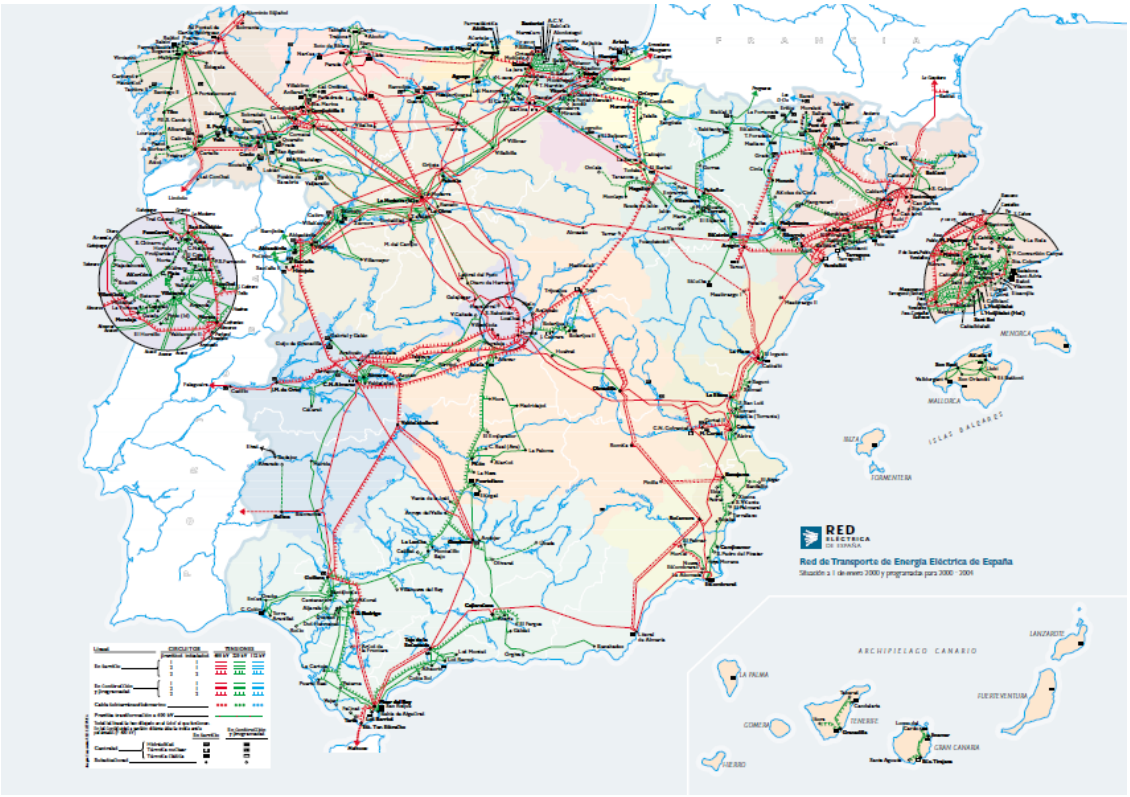



*Figura 3.64. Red de transporte de la energía en España*

### 3.3.2. Situación actual de la energía en España

#### *3.3.2.1. Plan Estratégico 2011-2015*

El plan estratégico se desarrollará con un enfoque de excelencia operativa y con la clara orientación a la calidad de servicio y seguridad de suministro.

##### 3.3.2.1.1. Principales estrategias

•Desarrollo del plan de infraestructuras eléctricas e integración de activos adquiridos.

•Integración de energías renovables y fomento de la eficiencia energética mediante el impulso de las estrategias de gestión de la demanda.

•Mantenimiento de altos niveles de eficiencia operativa y fortaleza financiera.

### 3.3.2.1.2. Desarrollo del Plan de Infraestructuras

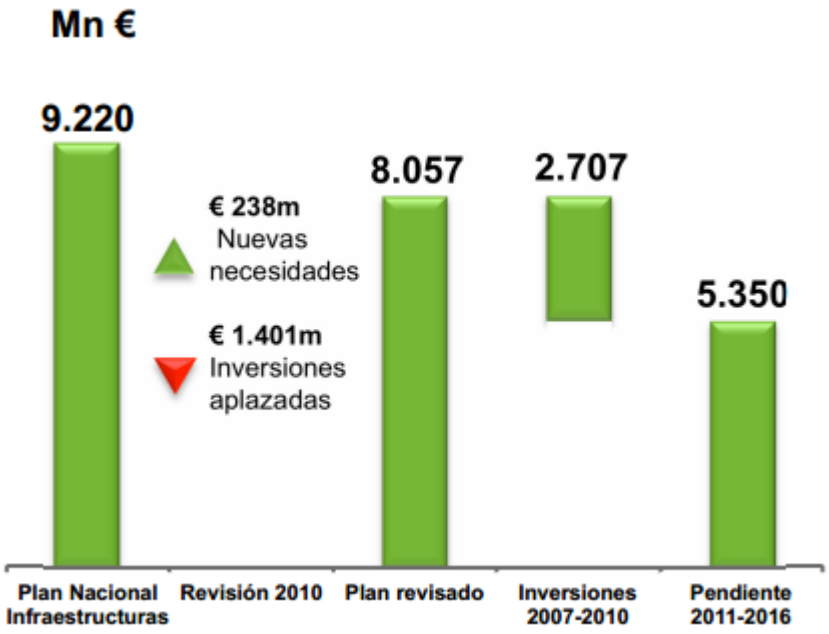



*Figura 3.65. Revisión del Plan de Infraestructuras 2008-2016*

En noviembre de 2010 se ha realizado una actualización del Plan de Infraestructuras 2008-2016:

-Se incluyen nuevas instalaciones por importe de 238 € m necesarias para la operación del sistema.

- Se aplazan instalaciones por importe de 1400€ m, asociadas exclusivamente al suministro de demanda.

Las instalaciones aplazadas se reconsideran en la nueva Planificación 2012-2020, en la que actualmente se trabaja.

#### 3.3.2.1.3. Plan de inversiones 2011-2015

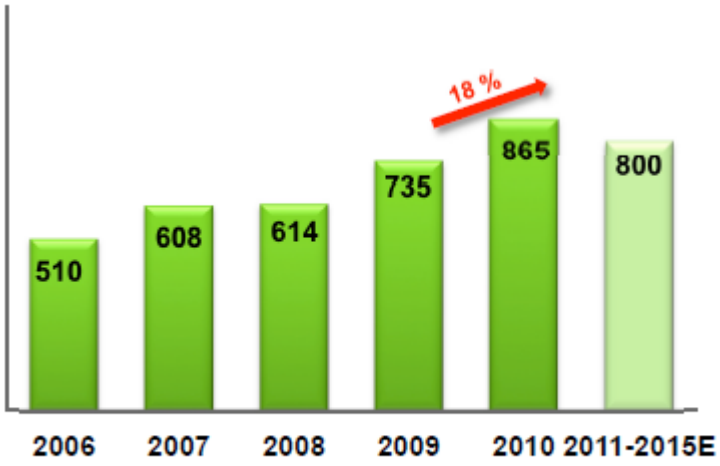



*Figura 3.66. Inversión de Red Eléctrica en la Red de transporte (€M)*

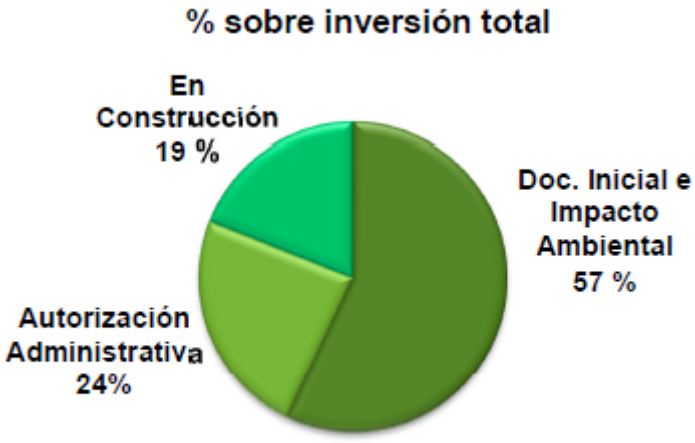



*Figura 3.67. Avance del Plan en 5 años*

La Red Eléctrica Española invertirá 4000 millones € en el periodo 2011-2015.

Se ha producido un incremento en el transporte de la red eléctrica española del año 2010 al año 2011 como se puede observar en el siguiente gráfico.

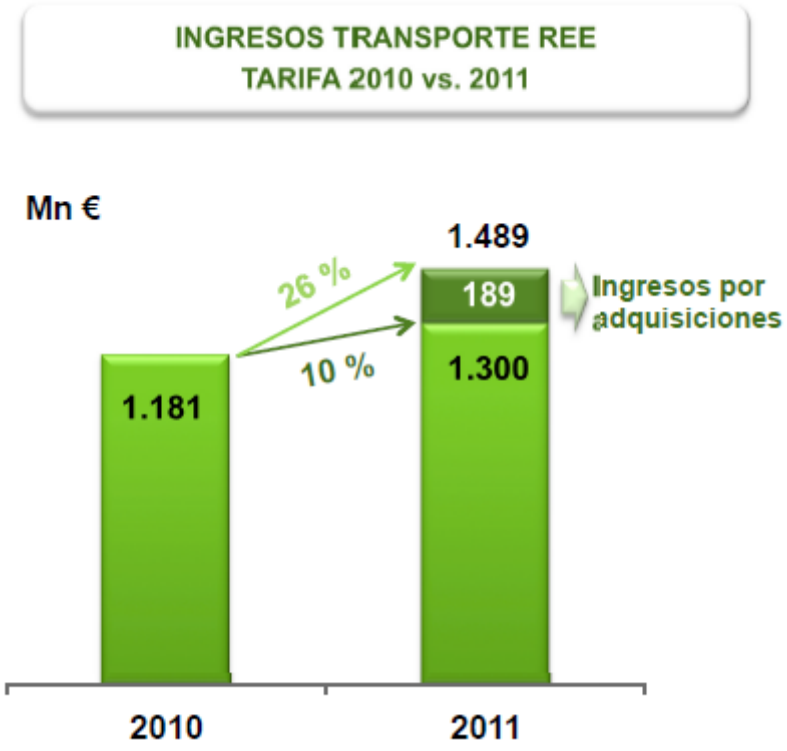



*Figura 3.68. Ingresos De Transporte*

El proceso de adquisición se ha completad con éxito.

La red eléctrica española ya cuenta con un 100% de los activos extra peninsulares.

La integración de activos de Endesa desde el 28 de julio de 2010, Gas Natural-Fenosa desde el 1 de diciembre de 2010 e Hidrocantábrico desde el 1 de enero de 2011.

#### 3.3.2.1.4. Integración de activos

El contrato de disponibilidad de Asistencia Técnica por un plazo de cuatro años y un importe total de 66 millones de euros.

El plan de renovación de instalaciones y adecuación del sistema de protecciones.

Se realiza un telecontrol por medios propios en el 100% de las instalaciones en el periodo.

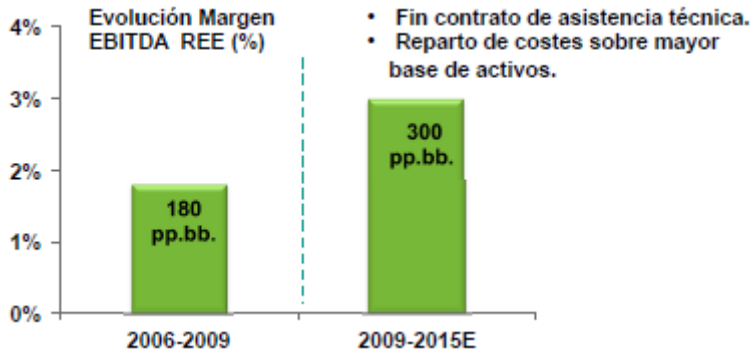



*Figura 3.69. Evolución de los activos*

Se produce una mejora del margen de EBITDA tras la finalización de la integración de los activos.

### 3.3.2.1.5. Integración de renovables

A continuación se muestran unas graficas de la integración de las energías renovables en el panorama eléctrico español así como su evolución con el paso de los años.

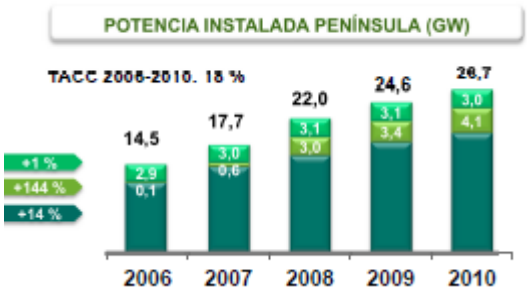



*Figura 3.70. Potencia Instalada en la Peninsula*

Como se puede observar, el 35% de la generación eléctrica es de origen renovable, encabezando esta generación por la energía eólica seguida de la hidráulica, mientras que las demás energías renovables se encuentran en menor escala.

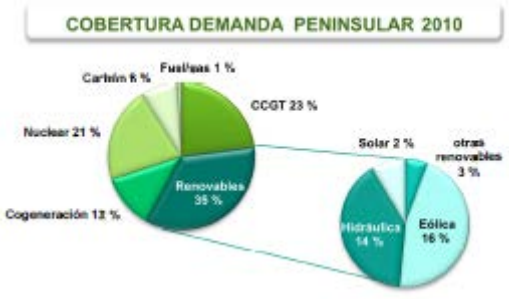



*Figura 3.71. Cobertura de la demanda en la Península en 2010*

En la gráfica siguiente se puede ver la evolución de las energias renovables en la zona de las islas, asi como el porcentaje que ocupan cada una de ellas en el marco electrico.

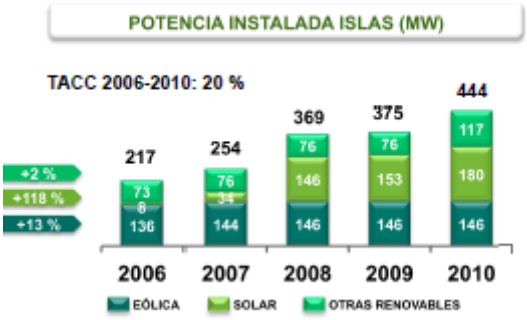



*Figura 3.72. Potencia Instalada en las Islas*

Tambien observamos una gráfica con la evolución en el tiempo de la reducción de las desconeciones eolicas asi como la potencia instalada que va en aumento con el paso de los años.




*Figura 3.73. Reducción de desconexiones eólicas*

### 3.3.2.1.6. Fortaleza financiera

En los siguiente grafico se observa la evolución de las fortalezas financieras a lo largo de los años, observando un incremento en el flujo de caja

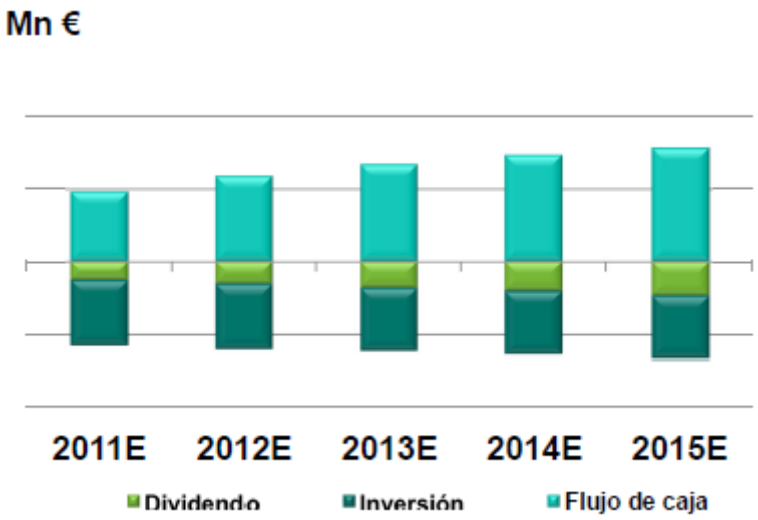



*Figura 3.74. Flujo de caja contra dividendos e inversiones*




*Figura 3.75. Detalle vencimiento de deuda*

El 31 de diciembre del 2010 existían 825 millones de euros de liquidez disponibles a largo plazo y 294 millones de euros disponibles a corto plazo.

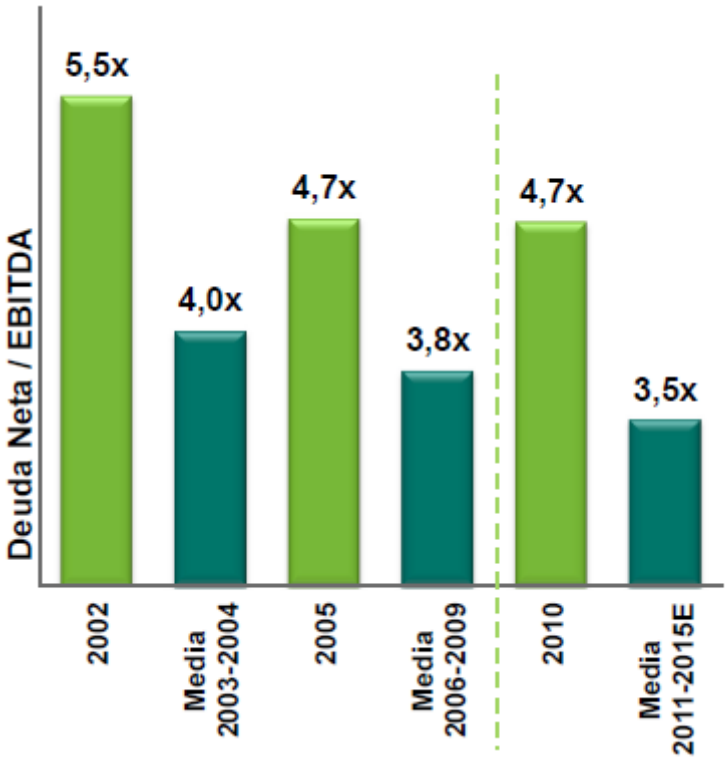



*Figura 3.76. Evolución de ratios financiero*

Se produce la adquisición de ratios financieros más fuertes que en las transacciones anteriores.

La red eléctrica española está comprometida a fortalecer sus ratios crediticios.

### 3.3.2.1.7. Objetivos financieros

#### Evolución BPA

- El mantenimiento del ritmo de crecimiento en un periodo a corto plazo

- El crecimiento de BPA> 12% por año en el medio plazo

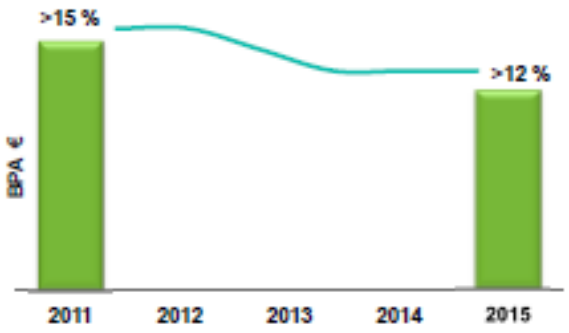



*Figura 3.77. Crecimiento del BPA*

#### Evolución DPA

- El crecimiento de dividendo en líneas con aumento de BPA

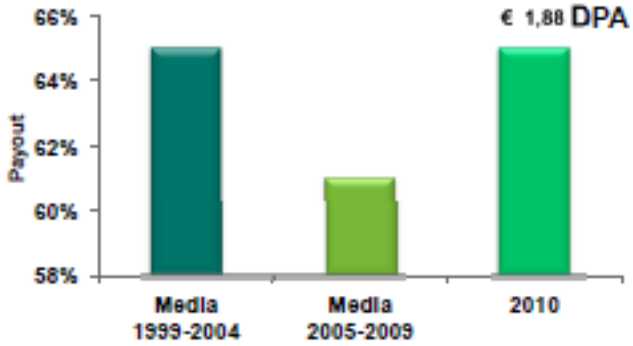



*Figura 3.78. Crecimiento del BPA*

Las inversiones producidas en el periodo de 2011-2015 son de 4000 millones de euros.

### 3.3.3. Situación actual de sistema energético en Andalucía

#### *3.3.3.1. Estrategia energética de Andalucía 2014-2020*

##### 3.3.3.1.1. Objetivos

La Comunidad Autónoma de Andalucía, en virtud de lo establecido en el artículo 49.1.a) y b) de su Estatuto de Autonomía, le corresponde la competencia compartida sobre instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando este transporte transcurra íntegramente por el territorio de Andalucía y su aprovechamiento no afecte a otro territorio, así como sobre fomento y gestión de las energías renovables y de la eficiencia energética.

Por otro lado, a nivel regional, la planificación económica constituye uno de los fundamentos de la actuación de los poderes públicos de la Comunidad Autónoma de Andalucía en el ámbito económico. En desarrollo de este precepto, la Administración de la Junta de Andalucía incide en la importancia de la recuperación de la economía andaluza mediante la planificación de un modelo de desarrollo adaptado a la situación actual, sustentado en los pilares de la participación, la igualdad, la sostenibilidad y la innovación, y que coincide, en lo esencial, con el planteamiento establecido por la Comisión Europea en su Estrategia Europa 2020. En este contexto, cobra especial relevancia, por su impacto en la economía regional, el sector energético.

La alta dependencia del exterior de combustibles fósiles, el precio de la energía y su impacto económico en todos los sectores, además de la necesaria concienciación ciudadana respecto a la importancia de un uso eficiente de la energía son factores que

hacen imprescindible una política energética que establezca líneas claras y consensuadas con el sector. Además, debe garantizarse, por la calidad de vida de todos los andaluces y para favorecer un desarrollo económico equilibrado y sostenible, contar con un sistema energético seguro y estable.

Teniendo en cuenta lo anterior, en 1995 se empezó a trabajar a través del Plan Energético de Andalucía 1995-2000, al que siguió el Plan Energético para Andalucía 2003-2006 aprobado mediante Decreto 86/2003, de 1 de abril, y el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007- 2013 (PASENER ), aprobado por Decreto 279/2007, de 13 de noviembre. Estos planes parten de la valoración de las ventajas y oportunidades con las que cuenta la Comunidad:

- Los recursos renovables, cuyo aprovechamiento limitaría de forma considerable la dependencia exterior y reduciría las emisiones contaminantes derivadas del uso de la energía.

- El elevado potencial de ahorro energético existente en todos los sectores de actividad, cuya puesta en valor incrementaría la competitividad de las empresas y mejoraría las economías domésticas y del sector público.

Finalizado el periodo de vigencia del PASENER, la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020 viene a dar continuidad a la labor planificadora autonómica en el ámbito energético, recogiendo además el compromiso de Andalucía de contribuir al cumplimiento de los objetivos que la Unión Europea dentro de su Estrategia 2020, relativos a:

• Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% respecto de 1990, hasta el año 2020.

• Alcanzar el 20% de renovables en el consumo energético de la Unión Europea en 2020.

• Aumentar la eficiencia energética con el fin de ahorrar un 20% del consumo energético de la Unión Europea respecto de las proyecciones para el año 2020.

• Elevar, como mínimo, al 10% el porcentaje renovable destinado al transporte en la Unión Europea de aquí a 2020.

Además la Estrategia asume las premisas recogidas en la planificación ambiental de la comunidad.

Según el artículo segundo del Acuerdo de Formulación, se conformará a partir de los siguientes principios fundamentales:

a) Contribuir a un uso eficiente e inteligente de la energía, priorizando el uso de los recursos autóctonos sostenibles, así como los sistemas de autoconsumo.

b) Situar a los sectores de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética como motores de la economía andaluza.

c) Garantizar la calidad del suministro energético, impulsando la transición de las infraestructuras energéticas hacia un modelo inteligente y descentralizado, integrado en el paisaje.

d) Actuar desde la demanda para hacer a la ciudadanía protagonista del Sistema Energético.

e) Optimizar el consumo energético en la Administración de la Junta de Andalucía, mejorando la eficiencia de sus instalaciones e incorporando criterios de gestión orientados al ahorro energético.

A partir de estos principios se establecerán los objetivos de la política energética andaluza en el escenario 2020, en consonancia con los definidos por la política europea

#### 3.3.3.1.2. Alcance

La Estrategia, que tendrá la consideración de Plan con Incidencia en la Ordenación del Territorio, deberá establecer las orientaciones para desarrollar la política sectorial en materia de ahorro y eficiencia energética, fomento de las energías renovables y desarrollo de las infraestructuras energéticas en la comunidad autónoma andaluza, con la finalidad de alcanzar un sistema energético suficiente, descarbonizado, inteligente y de calidad.

Los objetivos y previsiones habrán de adecuarse a las directrices y requerimientos de la legislación autonómica y nacional aplicables, así como a los derivados de la normativa de la Unión Europea.

#### 3.3.3.1.3. Contenido

Los elementos centrales de la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020, que tendrá como marco de referencia la Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía y las orientaciones de la Estrategia Europa 2020, serán los siguientes:

a) Análisis de la evolución del sistema energético andaluz, de su política energética y normativa así como de la influencia de la política energética europea y nacional.

b) Caracterización del actual modelo energético andaluz: infraestructuras, oferta y demanda de energía, impacto socioeconómico y desarrollo tecnológico.

c) Previsión de demanda de energía en Andalucía en el período de vigencia de la Estrategia

d) Identificación de las oportunidades existentes que faciliten la determinación de los objetivos, que permitirán cuantificar el grado de adaptación del sistema energético andaluz hacia una posición más dirigida a la ciudadanía, más

eficiente, más renovable, más descarbonizada y con más valor añadido para la economía andaluza, en el marco de la normativa energética europea.

e) El diseño de las actuaciones a desarrollar en el seno de la Estrategia para alcanzar los objetivos.

f) La valoración económica de la Estrategia, así como la determinación de los recursos económicos que deban ser utilizados para su ejecución y los instrumentos financieros y de gestión que deban ponerse en marcha por la Junta de Andalucía para la correcta ejecución de la Estrategia.

g) Establecimiento de un sistema de seguimiento participativo y monitorización y evaluación de la Estrategia.

#### 3.3.3.1.4. Directrices generales y desarrollo previsible de la estrategia

Andalucía, en el horizonte del año 2020, tiene en la energía una oportunidad de crecimiento y desarrollo que le permitirá mejorar la vida de los andaluces en diferentes ámbitos: economía, empleo, medio ambiente, salud, conocimiento, internacionalización, etc.

El análisis del sistema energético a través de sus bondades y carencias indica cual debe ser la estrategia que debe emplearse que permita alcanzar los objetivos planteados a 2020, centrada en:

## El modelo energético

- Energías renovables
- Almacenamiento de energía
- Integración de las energías renovables en la red
- Economía del hidrógeno
- Eficiencia energética
- Movilidad y transporte eficiente
- Generación distribuida
- Redes inteligentes

## La energía como motor económico

- Para la creación de empleo

- Para la vertebración energética de todo el territorio andaluz.

- Para hacer de la energía una pieza clave en el desarrollo social y económico de Andalucía y favorecer la internacionalización de nuestras empresas.

- Para disponer de sistemas innovadores de financiación basados en la colaboración y alianzas público-privadas, que mejoren la competitividad de las empresas andaluzas, asegurando la viabilidad de sus proyectos energéticos

### 3.3.4. Estudio energético con relación al presente proyecto

Como se ha comentado con anterioridad, en España y en Andalucía se están llevando a cabo una serie de planes para el desarrollo energético. Estos planes lo que buscan es el cese de la utilización de recursos no renovables, para su suplantación por recursos de carácter renovable, los cuales no son perjudiciales para el medioambiente y tienen un carácter ilimitado.

En Andalucía, ha estado vigente hasta el 2013 el PASENER que fomentaba la utilización de las energías renovables. El presente proyecto se ampara en este tipo de planes, que desde la aprobación del PLEAN en el 2003 se renuevan cuando estos finalizan. El proyecto se comenzó a desarrollar cuando se produjo la aprobación del PLEAN en el año 2003.

El objetivo de la implantación de dicho proyecto, es el aporte energético a la red para disminuir la utilización de energía procedente de centrales térmicas, nucleares, etc. Por lo que cualquier aporte de energía a la red disminuirá la utilización del otro tipo de energía.

A nivel nacional, también está vigente un Plan Estratégico 2011-2015 para favorecer el crecimiento de las energías renovables, por lo que el presente proyecto se encuentra en la situación idónea para su ejecución, al poder ampararse en ambos planes que favorecen el objetivo del proyecto.

# ANEJO 4. **OBJETO Y ALCANCE**

*ANEJO 4.* ***OBJETO Y ALCANCE***

INDICE DE CONTENIDOS:

4. OBJETO Y ALCANCE..... 3

# 4. OBJETO Y ALCANCE

La necesidad primaria y objeto de estudio de este proyecto, es el desarrollo energético de la región, de acuerdo con los objetivos aprobados por las autoridades competentes. En este documento se planteará cubrir estos objetivos mediante la implantación de un parque de turbinas marinas ubicado en las costas de Tarifa, con el propósito de generar electricidad valiéndose de la energía cinética de las mareas.

Esta energía, aun estando en fase de desarrollo actualmente, es una tecnología con un alto potencial, ya que se agrupa dentro de las energías de carácter renovables, con la ventaja de trabajar bajo un suministro continuo, independientemente de la hora del día o de las condiciones meteorológicas (esto no puede garantizarse en otras energías renovables como la solar o la hidroeléctrica).

De esta forma, este proyecto contribuye al objetivo planteado por el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética (PASENER), el cual pretende espolear el desarrollo de las energías de tipo renovable en Andalucía desde que se implantó en el año 2007, hasta el 2013, continuando su legado el nuevo plan llamado “Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020”. Uno de los tipos de energía de los cuales se plantea incrementar la producción es el sector marino (energía hidrocinética, mareomotriz y undimotriz).

Como anteriormente se ha señalado, esta tecnología está en pleno desarrollo, por lo que este proyecto, se centrará en la simulación del comportamiento en operación de una determinada turbina marina, hasta estudiar su posterior instalación y puesta en operación. La turbina objeto de estudio contará con un diámetro del rotor de 21 metros,

y generará una potencia de 500 kW, lo cual, apoyada con las 10 turbinas gemelas que formarán el parque, dotarán al municipio de Tarifa de un suministro eléctrico de 5 MW.

Las ventajas más significativas de este tipo de energía son, en primer lugar, el escaso, o prácticamente inexistente impacto ambiental, tanto por alteración del paisaje, como por emisión de ruidos, o por perturbaciones a la fauna marina. Además, gracias a la configuración morfológica de los dispositivos marinos, no se impedirá el tránsito marítimo sobre la zona de implantación del parque. Para poder cumplir este objetivo, es vital la elección de una ubicación a gran profundidad, aproximadamente 50 metros.

Por lo tanto, los propósitos que trata de satisfacer la implantación de este tipo de tecnología son, aparte de favorecer el desarrollo medioambiental de la región, reducir el coste de la electricidad, favoreciendo de esta forma el desarrollo energético-tecnológico tanto de Andalucía como de España, apostando por una progresiva sustitución de las centrales base de tipo no renovable por tecnologías limpias capaces de suplirlas aportando muchas más ventajas que inconvenientes.

La producción energética se basa fundamentalmente en transformar la energía cinética presente en las corrientes marinas en energía eléctrica por medio de un generador eléctrico, el cual es capaz de transformar la energía mecánica que le suministra el rotor en energía eléctrica.

El campo de aplicación del presente proyecto se basa en la implantación de 10 turbinas marinas en las costas de Tarifa con sus correspondientes conexiones eléctricas con el fin de transportar la energía generada por las turbinas hasta un centro de transformación presente en la costa.

Se pretende vender a la Red Eléctrica Española la mayor cantidad de electricidad posible para que de esta forma se favorezca el desarrollo energético de la localidad, reduciendo costes y disminuyendo así la dependencia de la electricidad suministrada por las centrales térmicas y nucleares existentes en los países vecinos.

Debido al estado de desarrollo de la tecnología utilizada en el presente proyecto, la ejecución del mismo favorecerá su desarrollo debido a que presenta una serie de ventajas que no pueden ser aportadas por otro tipo de tecnologías, como por ejemplo el impacto visual y social de la implantación de la tecnología es prácticamente nulo.

# ANEJO 5. **DESCRIPCIÓN DEL MEDIO**

ANEJO 5. **DESCRIPCIÓN DEL MEDIO**

INDICE DE CONTENIDOS:

5. DESCRIPCIÓN DEL MEDIO ..... 3
5.1. Localización ..... 3
5.2. Climatología ..... 7
5.2.1. Climograma ..... 7
5.2.2. Diagrama de temperatura ..... 9
5.2.3. Tabla climática ..... 9
5.2.4. Datos medios anuales ..... 10
5.2.5. Clima en las distintas estaciones del año ..... 11
5.2.5.1. Invierno ..... 11
5.2.5.2. Verano ..... 11
5.2.6. Viento en Tarifa ..... 12
5.2.6.1. Viento de Poniente ..... 13
5.2.6.2. Viento de Levante ..... 14
5.2.6.3. Viento del Sur ..... 16
5.2.6.4. Distribución de la dirección del viento ..... 17
5.2.6.5. Estadística del viento ..... 18
5.2.6.6. Mapa de la fuerza del viento ..... 19
5.2.7. Cantidad de días con fenómenos extraños ..... 20
5.2.8. Precipitaciones anuales en Tarifa en 2014 ..... 20
5.3. Fauna y Flora ..... 22
5.3.1. Medio marino ..... 22
5.3.1.1. Fauna ..... 22
5.3.1.1.1. Fauna migratoria ..... 25
5.3.1.2. Flora ..... 29
5.3.2. Repercusión del proyecto en la flora y fauna ..... 32

# 5. DESCRIPCIÓN DEL MEDIO

## 5.1. Localización

Tarifa es un municipio español de la provincia de Cádiz, Andalucía. El municipio de Tarifa tiene una extensión superficial de 419 km², la capital tiene una altitud de 7 metros sobre el nivel del mar y se encuentra a 105 kilómetros de la capital de la provincia, Cádiz.

Dentro del núcleo de población principal se encuentra el punto más meridional de la península ibérica, la punta de Tarifa o «Marroquí», accidente geográfico que se sitúa en la isla de las Palomas, unida hoy a la propia ciudad por medio de una carretera-calle, que sirve de acceso al faro que en ella se ubica.

El cabo o Punta de Tarifa sirve además de divisoria a las aguas del Mar Mediterráneo y del Océano Atlántico, que se cruzan justo enfrente de la propia ciudad, que por lo tanto está situada en la parte más angosta del canal o Estrecho de Gibraltar, a una distancia mínima de 14 kilómetros de las costas marroquíes, lo que la convierte en la ciudad europea más cercana al continente africano.

Tarifa colinda al Este con los términos municipales de Algeciras y Los Barrios, al Norte con el término de Medina Sidonia, y al Noroeste con los de Vejer de la Frontera y Barbate. Los límites Oeste, Sur y Sudeste no son político-administrativos sino físicos, así al Oeste limita con el Océano Atlántico y al sur y Sudeste con el Mar Mediterráneo.



*Figura 5.1.Mapa de España*




*Figura 5.2. Mapa de Andalucía*




*Figura 5.3. Mapa de Cádiz*




*Figura 5.4. Ubicación del Proyecto de Turbinas Marinas en Tarifa*

Como se puede comprobar en el mapa anterior, el parque de turbinas marinas se sitúa al lado derecho del municipio de tarifa, a unos 2 kilómetros de la costa

con profundidades en torno a los 50 metros para no interrumpir las rutas de navegación, las cuales son muy importantes en el Estrecho de Gibraltar. El parque tendrá unas dimensiones de 390 metros de largo por 220 m de ancho, las turbinas estarán dispuestas en dos filas de 5 turbinas cada una colocadas a tresbolillo una distancia de 200 metros.

La localización del proyecto está perfectamente estudiada para respetar la navegación marina y a la vez cumplir con las condiciones de profundidad necesarias para este tipo de parque marino, las turbinas marinas estarán emplazadas a una profundidad de 50 metros por lo que no afectaría al paso de los barcos puesto que ninguno alcanza esas profundidades pero a pesar de ello se respetan las zonas de navegación expuestas en el siguiente mapa.

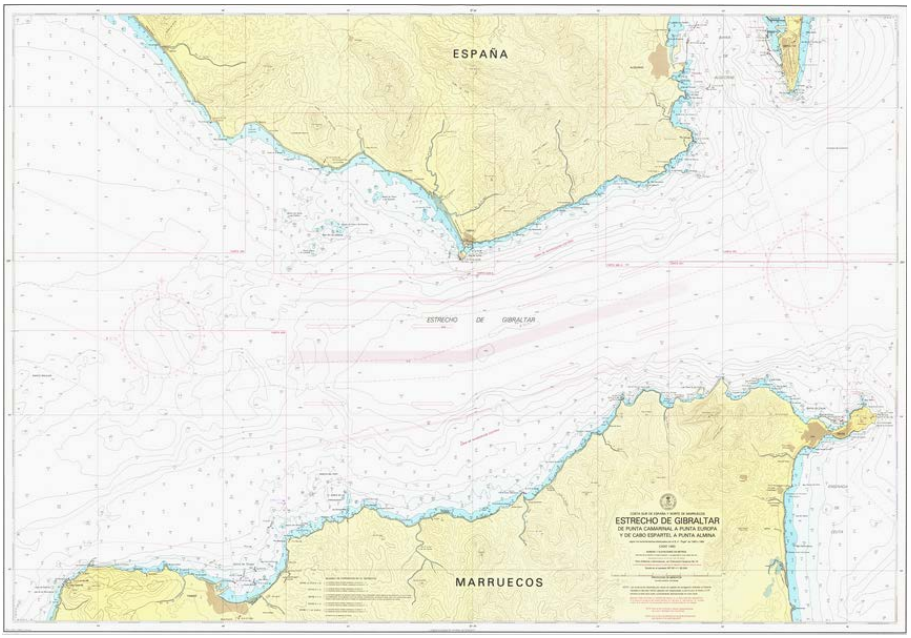



*Figura 5.5. Carta Náutica del Estrecho de Gibraltar*

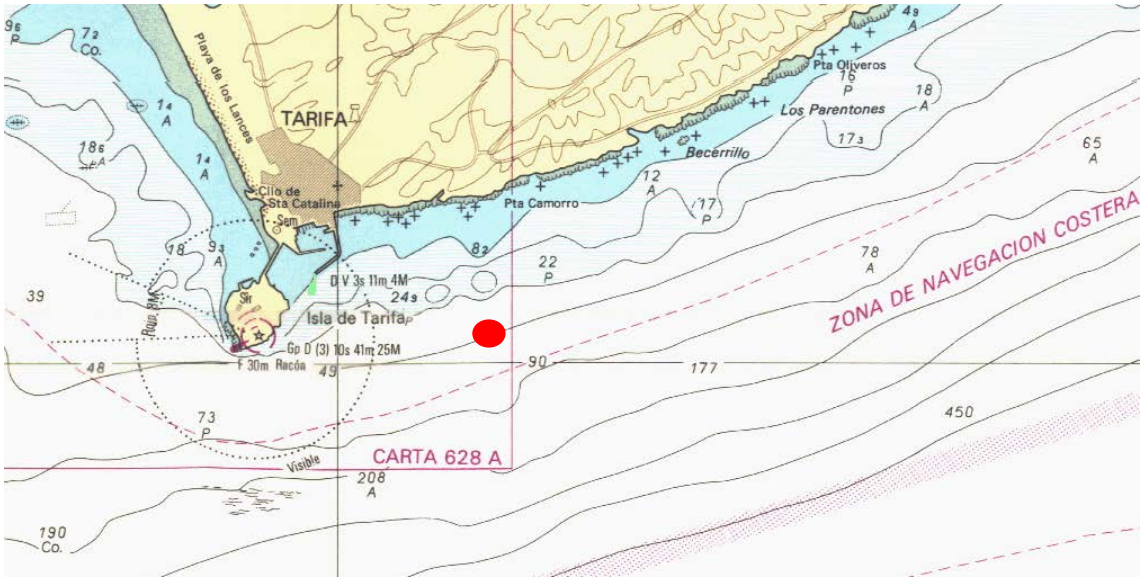



*Figura 5.6. Imagen detallada de la zona de actuación del Proyecto*

Como se puede observar está muy cerca de la zona de navegación costera, pero al tratarse de profundidades tan altas (50 metros) no supondría ninguna amenaza para su transcurso.

## 5.2. Climatología

El clima de la ciudad de Tarifa, como el de toda la zona del Campo de Gibraltar suele definirse como templado, en Tarifa existe un clima mediterráneo oceánico de suaves temperaturas, precipitaciones poco abundantes y elevada humedad. Tarifa tiene una insolación de rayos UV muy alta durante todo el año, pero más aún en los meses de verano. También se caracteriza por una escasa amplitud térmica y por precipitaciones irregulares y de carácter torrencial con una media anual situada en los 1.000 mm que suelen acumularse durante los meses de noviembre a enero.

Tarifa es conocida como la ciudad del viento debido a su particular climatología, pues en ella confluyen los dos vientos por antonomasia de Cádiz, el que sopla desde el oeste, cuyo soplo es más suave, llamado poniente, y el que procede de África, caliente y turbulento del sur, conocido como levante.

Sin embargo, lo que a veces parece molesto, puede dar en positivo, ya que proporciona al clima de Tarifa ventajas como la de combatir eficazmente la humedad en la costa, o el hecho de que el despliegue de este viento seco y caluroso, que también suele calentar la tierra y enfriar el agua, consiga un clima con una media anual de 17,2°C. Además, en su alternancia con el poniente, de carácter opuesto, se produce un régimen de brisas en todas sus playas que ha hecho posible el aprovechamiento de la energía.

### 5.2.1. Climograma

En el climograma siguiente se muestran datos tanto de precipitaciones así como de temperatura en el municipio de Tarifa a los largo del año.

Como se puede observar los meses más secos son los de verano, sobre todo en el mes de Julio en el cual no se produjo ninguna precipitación, seguido por los meses de Junio y Agosto con pocas pero apreciables precipitaciones. Los meses de invierno son los más duros sobre todo el mes de Diciembre que cuenta con 146 mm de precipitación.

Existe una diferencia bastante grande de precipitaciones con respecto al periodo de invierno y el de verano, esto se debe al clima mediterráneo oceánico.

Con respecto a las temperaturas, no existe una gran diferencia térmica, puesto que la temperatura en invierno oscila en torno a los 12°C mientras que en los meses de verano oscila entre los 22°C, esto se debe a la mezcla de los dos climas de los que se compone así como a los efectos de la costa y los vientos, que sirven de reguladores de la temperatura.

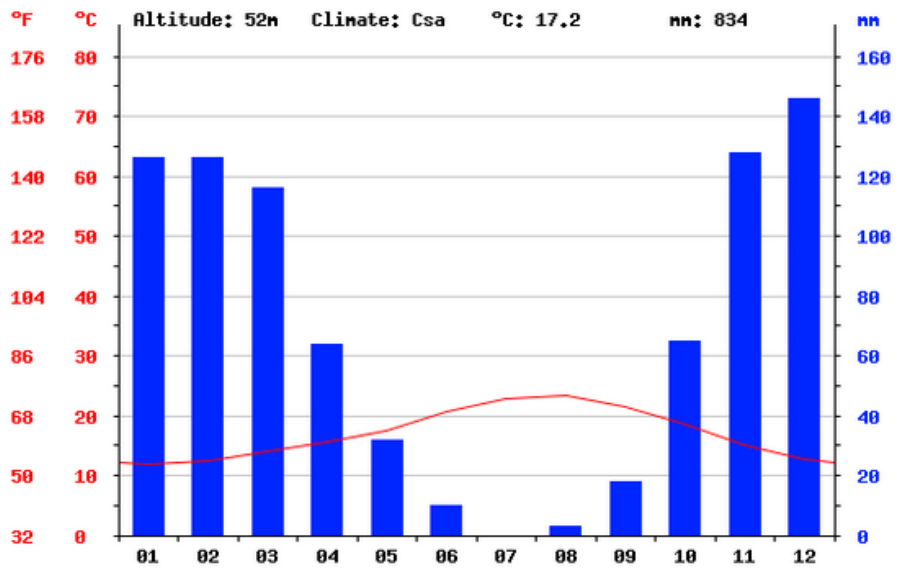



*Figura 5.7. Climograma de Tarifa*

### 5.2.2. Diagrama de temperatura

Como se observa en el siguiente gráfico, la temperatura máxima en Tarifa se alcanza en los meses de verano, en especial en Agosto alcanzado valores en torno a los 23,4°C mientras que las temperaturas mínimas se alcanzan en los meses de invierno, en especial Enero con temperaturas de 11,8°C.

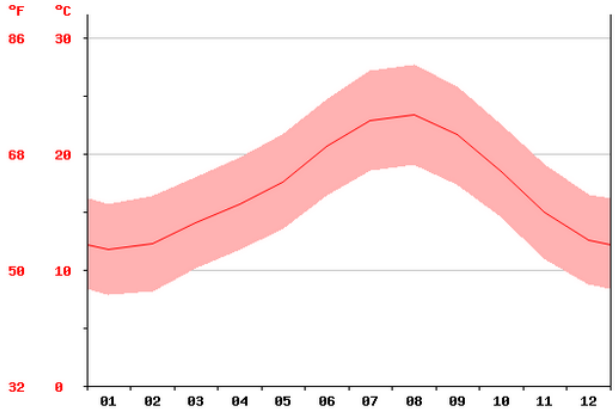



*Figura 5.8. Diagrama de Temperaturas de Tarifa*

### 5.2.3. Tabla climática

A continuación, contamos con una tabla resumen de todos los valores anteriores de cada mes del año, comprobando las diferencias de temperatura y de precipitación de los meses de invierno y verano.

| month | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| mm | 126 | 126 | 116 | 64 | 32 | 10 | 0 | 3 | 18 | 65 | 128 | 146 |
| °C | 11.8 | 12.3 | 14.1 | 15.7 | 17.6 | 20.6 | 22.9 | 23.4 | 21.6 | 18.5 | 15 | 12.6 |
| °C (min) | 7.9 | 8.2 | 10.2 | 11.8 | 13.6 | 16.5 | 18.6 | 19.1 | 17.4 | 14.6 | 11 | 8.8 |
| °C (max) | 15.7 | 16.4 | 18 | 19.6 | 21.7 | 24.7 | 27.2 | 27.7 | 25.8 | 22.5 | 19.1 | 16.5 |
| °F | 53.2 | 54.1 | 57.4 | 60.3 | 63.7 | 69.1 | 73.2 | 74.1 | 70.9 | 65.3 | 59 | 54.7 |
| °F (min) | 46.2 | 46.8 | 50.4 | 53.2 | 56.5 | 61.7 | 65.5 | 66.4 | 63.3 | 58.3 | 51.8 | 47.8 |
| °F (max) | 60.3 | 61.5 | 64.4 | 67.3 | 71.1 | 76.5 | 81 | 81.9 | 78.4 | 72.5 | 66.4 | 61.7 |

*Figura 5.9. Tabla de datos de precipitaciones y temperaturas en Tarifa*

### 5.2.4. Datos medios anuales

En la siguiente tabla se puede observar los datos medios anuales de temperaturas, humedad, precipitaciones y vientos, así como los días en los que se han tomado esas mediciones para poder obtener los valores medios lo más exactos posibles.

| Datos | Valor | Días computados |
|---|---|---|
| Temperatura media anual: | **17.5°C** | 358 |
| Temperatura máxima media anual: | **18.9°C** | 358 |
| Temperatura mínima media anual: | **15.9°C** | 358 |
| Humedad media anual: | **80.9%** | 357 |
| Precipitación total acumulada anual: | **524.79 mm** | 358 |
| Visibilidad media anual: | **-** | - |
| Velocidad del viento media anual: | **35.4 km/h** | 358 |

*Figura 5.10. Datos medios de parámetros climatológicos en Tarifa*

### 5.2.5. Clima en las distintas estaciones del año

#### *5.2.5.1. Invierno*

En invierno suele llover bastante, pero también se disfrutan de días magníficos, con sol y temperaturas agradables. Por la noche el frío se hace bastante más intenso que durante el día, debido al alto grado de humedad, aunque la temperatura real en ºC sea más bien templada, el frío es penetrante.

#### *5.2.5.2. Verano*

En verano, el tiempo es cálido y soleado cada día. Cuando hay viento fuerte, la temperatura media baja considerablemente en comparación a otras provincias españolas.

### 5.2.6. Viento en Tarifa

Tarifa tiene dos vientos predominantes: el fuerte y cálido Levante, que sopla día y noche, y otro más frío, el Poniente, que sopla más fuerte por las tardes.

La razón por la que el viento de Tarifa es tan fuerte y bien canalizado, es principalmente gracias al efecto Venturi que crea el Estrecho de Gibraltar. Este efecto acelera el viento considerablemente.

El efecto Venturi se produce porque, en sentido figurado, podemos comparar al Estrecho con la unión de dos vasijas, formada por dos embudos unidos por su parte más angosta. Las vasijas serían, el Mediterráneo y el Atlántico; los embudos el golfo de Cádiz y el mar de Alborán.

Efecto Venturi que encuentra numerosas aplicaciones tecnológicas de las que se indica un par de ejemplos a nuestro alcance: el carburador de los automóviles y las chimeneas. En el primero, el carburante penetraba en estado de vapor a la altura del estrechamiento, aspirado por la débil presión del aire que ha tomado el tubo. En las segundas, una chimenea bien diseñada debe tener un estrechamiento por encima del tejado para que el viento que entre aumente su velocidad y produzca una depresión en la parte alta, que mejore el tiro.

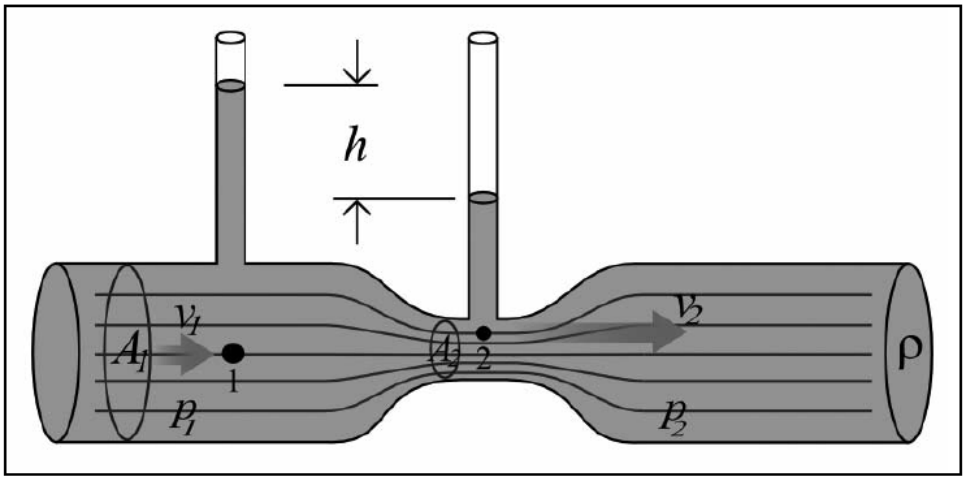



*Figura 5.11. Efecto Venturi. La presión en el punto 1 es mayor que en el punto 2, la velocidad en 2 es mayor que en 1*

### *5.2.6.1. Viento de Poniente*

En verano prevalece el viento más flojo, el Poniente, que sopla desde el Atlántico y trae buenas olas, sobre todo en invierno. Este viento es frío y húmedo, así que en los días cálidos y soleados de verano se crea el llamado efecto térmico. Este efecto térmico se produce al entrar en contacto el agua fría con la tierra que está caliente, generando una corriente de aire que hace al viento soplar de forma más intensa, principalmente en la bahía de Valdevaqueros. Cuando el efecto térmico comienza a soplar más fuerte suele ser al medio día (momento de más calor) y suele continuar hasta las 18:00h aproximadamente.

### *5.2.6.2. Viento de Levante*

El viento del este llamado Levante es cálido, 7-10 bft, y sopla día y noche. El Levante real forma algunas agrupaciones de nubes en las cuestas del este.

En cuanto a la persistencia del viento, una vez que el levante aparece, hay una probabilidad superior al 75% de que se mantenga durante un período, a los tres días y un 50% a los siete días. Durante los meses de septiembre-octubre-noviembre no es raro encontrar períodos superiores a las dos semanas.

Consta que la velocidad media en verano es de 25 nudos y en el resto del año de 20. El número medio de días de temporal es del 7%, con un mínimo del 2% en septiembre y un máximo del 10% en marzo.

Además, si en un día se alcanza esta fuerza hay más de un 70% de probabilidades de que se repita al día siguiente y un 40% a los dos días, lo que verdaderamente crea problemas en las comunicaciones marítimas.

No obstante, al ser el levante un viento muy localizado, las olas producidas alcanzan aproximadamente una altura de la mitad que en mar abierto.

Una persistencia superior a las doce horas origina marejada con fuerza 5 a 6; fuerte marejada con 7 a 8 y gruesa (olas de 2,5 hasta 4 metros) con 9 de la escala de Beaufort.

En verano la visibilidad disminuye, reduciéndola a dos o tres millas y, excepcionalmente, hasta una milla con vientos fuertes. Las nieblas son frecuentes porque desde mediados de junio hasta la mitad de septiembre, la temperatura del aire sobre el Estrecho aumenta desde la superficie hasta los 1000 o 1500 metros sobre el nivel del mar

Las nieblas suelen aparecer durante la noche y primeras horas de la mañana y se disipan hacia el mediodía.

El levante está muy influenciado por la topografía local y regional sufriendo modificaciones importantes en intensidad y dirección, de ahí que predomine en buena parte dela provincia y en otras del litoral andaluz.

| ESCALA BEAUFORT | VELOCIDAD EN KM/H | EFECTOS OBSERVADOS EN TIERRA |
|---|---|---|
| 0 | <1 | Calma, el humo se eleva verticalmente |
| 1 | 1-5 | El viento inclina el humo |
| 2 | 6-11 | El viento se nota en la cara |
| 3 | 12-19 | El viento agita las hojas |
| 4 | 20-28 | El viento levanta polvo y papeles |
| 5 | 29-38 | El viento forma olas en los lagos |
| 6 | 39-49 | El viento agita las ramas de los árboles |
| 7 | 50-61 | El viento estorba la marcha de un peatón |
| 8 | 62-74 | El viento arranca ramas pequeñas |
| 9 | 75-88 | El viento arranca chimeneas y tejados |
| 10 | 89-102 | Graves estragos, tempestad |
| 11 | 103-117 | Devastaciones extensas |
| 12 | <117 | Huracán catastrófico |

*Figura 5.12. Escala de Beaufort y sus efectos*

#### *5.2.6.3. Viento del Sur*

El viento del sur sopla completamente hacia tierra (viento del mar) y siempre trae grandes olas pero se produce el efecto "chopping".

El viento del sur suele soplar en intervalos de más o menos media hora alternando a veces con frentes de lluvia.

### *5.2.6.4. Distribución de la dirección del viento*

Debido a la complejidad del viento en el municipio de Tarifa, se alcanzan grandes velocidades debido a todos los factores que lo afectan, sobre todo debido al efecto Venturi.

A continuación, ponemos observar la Rosa de los Vientos de Tarifa, en la que se muestran la intensidad del viento así como la dirección que tiene. Como se puede comprobar las direcciones de los vientos predominantes provienen del W-WNW y del E-ESE, mientras que no existen vientos procedentes del resto de las direcciones, esto se debe a la situación estratégica del municipio.

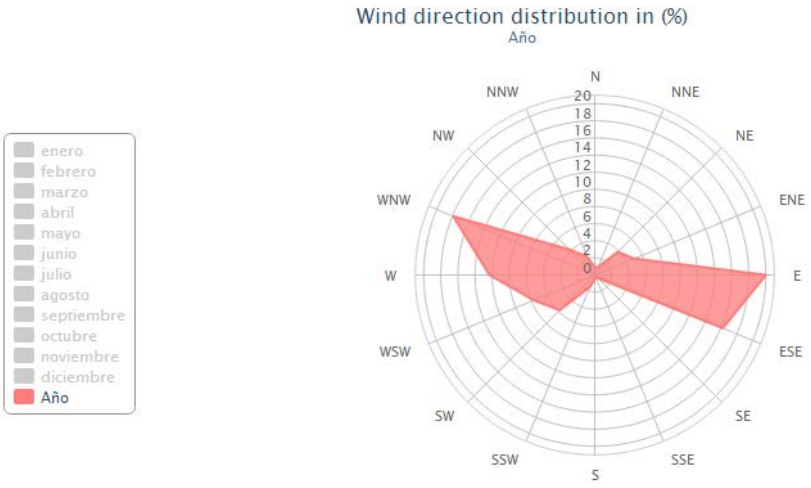



*Figura 5.13. Rosa de los vientos de Tarifa*

### *5.2.6.5. Estadística del viento*

En la siguiente tabla, podemos observar las distintas direcciones del viento en los distintos meses del año así como las probabilidades de viento, promedio de velocidades y la temperatura media del aire en cada mes.

A diferencia de la tendencia de temperatura, que en los meses de verano es más alta que en invierno, los valores del viento no siguen un patrón determinado ya que en cualquier mes puedes encontrar altas probabilidades de viento.

| Mes del añio | ene | feb | mar | abr | Mayo | juni | jul | ago | sep | oct | nov | dic | Año |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 01 | 02 | 03 | 04 | 05 | 06 | 07 | 08 | 09 | 10 | 11 | 12 | 1-12 |
| Dominante Dir. del viento | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ | ➘ |
| Propabilidad del viento >= 4 Beaufort (%) | 43 | 60 | 66 | 58 | 54 | 51 | 60 | 51 | 52 | 54 | 41 | 44 | 52 |
| Promedio Velocidad del viento (kts) | 11 | 13 | 14 | 13 | 13 | 12 | 14 | 13 | 12 | 12 | 10 | 12 | 12 |
| Temperatura media del aire (°C) | 14 | 13 | 15 | 16 | 19 | 21 | 23 | 23 | 22 | 21 | 17 | 14 | 18 |

*Figura 5.14. Tabla de Tarifa*

### *5.2.6.6. Mapa de la fuerza del viento*

En el siguiente mapa podemos ver la fuerza del viento en cada zona así como la dirección que toman los vientos, la dirección predominante es de Este a Oeste con una fuerza del viento en la zona de tarifa de alrededor de 20 kts.

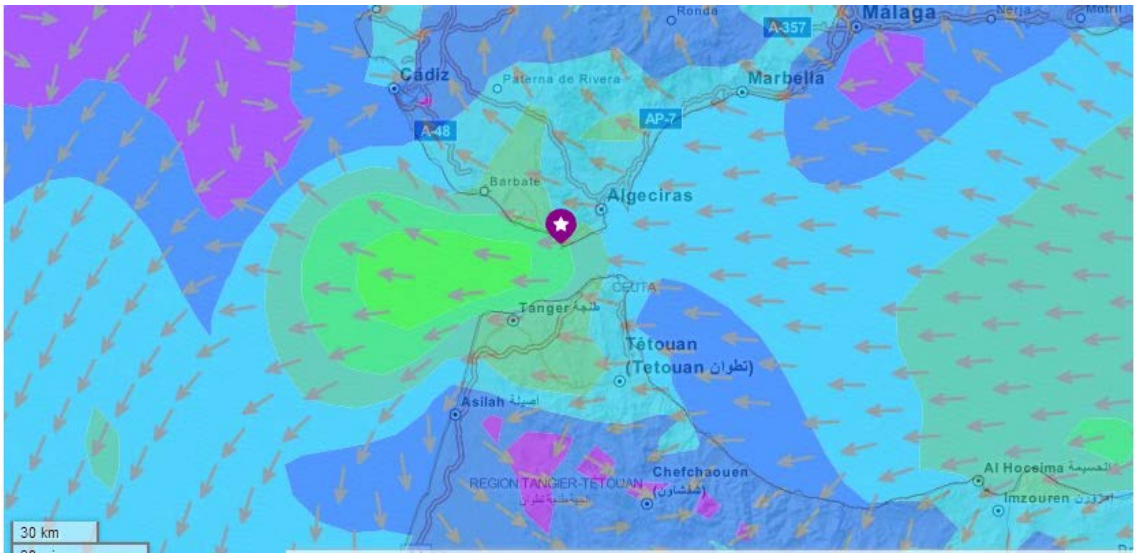
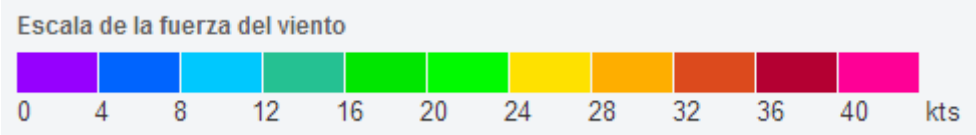



*Figura 5.15. Mapa de la fuerza del viento*



### 5.2.7. Cantidad de días con fenómenos extraños

Existen datos de interés, como la siguiente tabla, en la que se recogen los días en los que se han producido fenómenos extraños en Tarifa, debido a las características de su clima, las nevadas y granizadas no son muy comunes en la zona, por lo que cuando estas ocurren son consideradas como fenómenos extraños.

| | |
|---|---|
| Días con lluvia: | **69** |
| Días con nieve: | **0** |
| Días con tormenta: | **5** |
| Días con niebla: | **5** |
| Días con tornados o nube embudo: | **1** |
| Días con granizo: | **3** |

*Figura 5.16. Tabla de fenómenos extraños en Tarifa*

### 5.2.8. Precipitaciones anuales en Tarifa en 2014

En la siguiente gráfica se encuentran los datos de las precipitaciones de los meses de marzo, abril y mayo del año 2014, con el fin de conocer la situación actual en la que se va a desarrollar el proyecto así como para conocer la evolución de las precipitaciones a lo largo de los años.

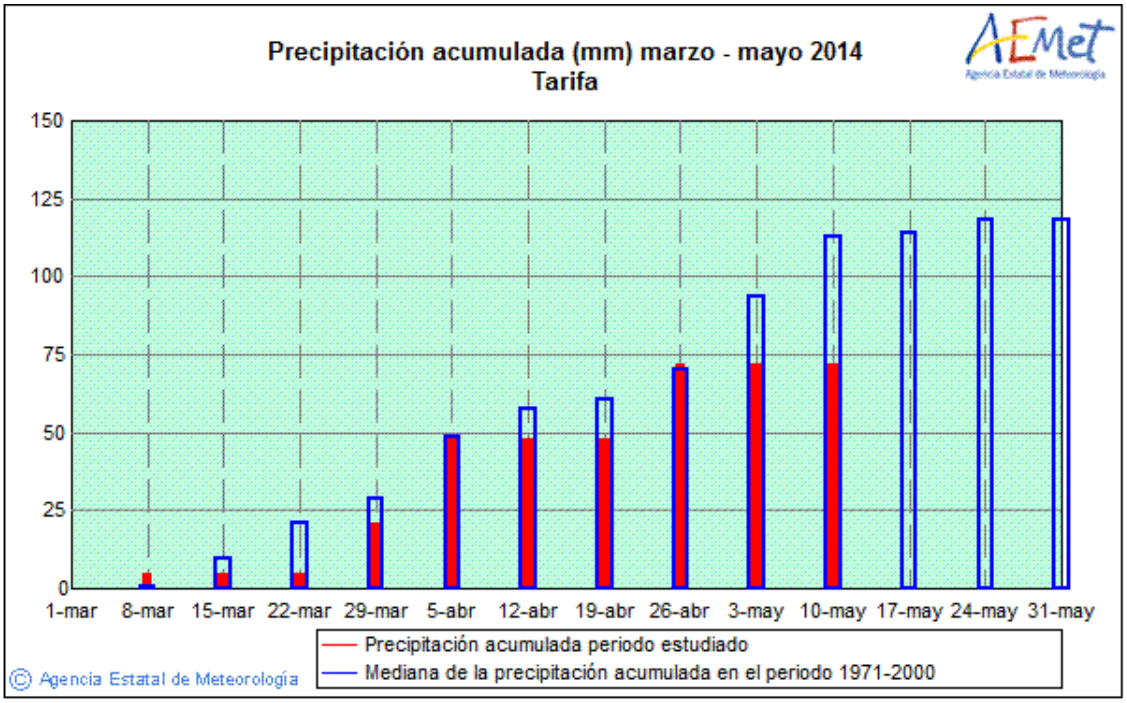



*Figura 5.17. Precipitación acumulada (mm) marzo-mayo 2014*

## 5.3. Fauna y Flora

### 5.3.1. Medio marino

En el contexto de las comunidades marinas, el Estrecho de Gibraltar constituye una zona de elevado interés biológico y biogeográfico. Aquí convergen tres provincias marinas distintas: la Lusitánica, la Mauritánica y la Mediterránea, lo que confiere una gran singularidad a toda esta zona, cuyas aguas albergan valores muy altos de diversidad biológica.

En los trabajos científicos realizados en la zona se han citado más de 1900 especies de flora y fauna marina, siendo descritas, algunas de ellas, como nuevas para la Ciencia. También, un número considerable de estas especies han sido primeras citas para la costa andaluza.

#### *5.3.1.1. Fauna*

Entre las especies con mayor interés conservacionista debido a su endemicidad y/o rareza a nivel mundial o local destacan:

- Los poríferos: Axinella estacioi, Ciocalapata almae, Dyctionella alonsoi, Haliclona palmonensis, Myxilla tarifensis.

- Los cnidarios: Merona ibera, Cervera atlantica, Scleranthelia microsclera

• Los moluscos: Aclis verduini, Alvania altenai, Alvania vermaasi, Caecum cuspidatum, Cassiella abylensis, Granulina vanhareni, Dikoleps pruinosa, Gibberula jansseni, Hydrobia joossei, Jujubinus dispar, Mitrella bruggeni, Mitrolumna wilheminae, Nassarius tingitanus, Onoba josae, Onoba tarifensis, Onoba guzmani, Parviturbo fenestratus, Acteon tornatilis, Berghia verrucicornis, Caloria elegans, Chromodoris britoi, Cuthona thompsoni, Doto furva, Roboastra europaea, Runcina bahiensis, Runcina macrodenticulata, Tambja ceutae, Tambja tarifensis, Thordisa azmanii, Trapania hispalensis, Trapania orteai, Notolimea clandestina, Polycera aurantiomarginata, Flabellina baetica y Flabellina insolita.

• Los crustáceos: Caprellazas santosrosai, Pedoculina garciagomezi, Urothoe hesperiae, Ammothella gibraltarensis, Hannonia stocki, Tarificola bulbosus, Scyllarides latus, Scyllarus arctus, Scyllarus posteli, Stenopus spinosus, Synalpheus hululensis.

• Los briozoos: Calyptotheca obscura, Hemicyclopora dentata, Sessibugula barrosoi.



*Figura 5.18. Fauna marina. Briozoos y Gorgonias*

Estas especies viven en hábitats caracterizados por comunidades biológicas bien estructuradas y de alta diversidad, asentadas sobre substratos duros (fondos rocosos con elevada heterogeneidad espacial, ubicados generalmente entre 10 y 50 m. de profundidad).

También tienen importancia en la conservación un total de 23 especies, consideradas de interés comunitario que requieren una protección estricta (Anexo IV de la Directiva 92/43/CEE): los moluscos Patella ferruginea, considerada la lapa de mayor tamaño de las costas europeas, que por presentar una capacidad de dispersión limitada y por el efecto del marisqueo en los intermareales rocosos ha desaparecido en la mayor parte del litoral; de hecho está catalogada en vías de extinción, Lithophaga lithophaga o dátil de mar y Pinna nobilis o nacra, por el gran tamaño y vistosidad de su concha ha sido muy apreciada y recolectada; este hecho, junto con la regresión de uno de sus hábitats preferentes como son las praderas de fanerógamas, ha contribuido a la disminución drástica de sus poblaciones; el equinodermo Centrostephanus longispinus o erizo de púas largas; así como todas las tortugas marinas (boba, laúd, carey y golfina); y cetáceos.



*Figura 5.19.Fauna intermareal. Patella ferruginea*

Dentro de los grupos de reptiles y mamíferos marinos, en la zona del Estrecho de Gibraltar se han observado tres especies que están incluidas en el Anexo II de la Directiva 92/43/CEE: la tortuga boba (Caretta caretta), el delfín mular (Tursiops truncatus) y la marsopa (Phocoena phocoena).

Por otro lado, el Real Decreto 439/1990, de 30 de marzo, por el que se regula el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas y posteriores modificaciones tanto estatales como autonómicas, incluye en la categoría de "vulnerable" las siguientes especies de cetáceos: (Balaenoptera physalus), rorcual aliblanco (Balaenoptera acutorostrata), cachalote (Physeter macrocephalus), delfín mular, delfín común (Delphinus delphis) y la marsopa. En la categoría de "interés especial" incluye: orca (Orcinus orca), calderón común (Globicephala melas), calderón gris (Grampus grisseus), delfín común (Delphinus delphis) y delfín listado (Stenella coeruleoalba). En lo que a reptiles marinos se refiere, el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas incluye a todas las tortugas marinas.

La Directiva 92/43/CEE incluye en su Anexo V (especies de interés comunitario cuya recogida en la naturaleza y cuya explotación puede ser objeto de medidas de gestión) una especie animal de la franja litoral Algeciras-Tarifa: el coral rojo (Corallium rubrum), establecido en zonas específicas de fondos rocosos superiores a 40 metros de profundidad pero que sufre una fuerte presión por su alto interés económico.

#### 5.3.1.1.1. Fauna migratoria

De los dos pasos migratorios que anualmente se registran, primaveral y otoñal, es el segundo, una vez finalizada la reproducción, el que resulta más patente en la orilla europea del Estrecho y por tanto Tarifa.

• **Aves planeadores: cigüeñas y rapaces**

El carácter de su vuelo, las haces depender de las corrientes térmicas. Este fenómeno al no existir sobre la superficie del agua, obliga a que las rutas migratorias de las aves planeadoras converjan en los estrechos.

La especie que en mayor número se detecta cruzando el Estrecho durante el paso otoñal es el halcón abejero Pernis apivorus, del cual se llegó a contar unos 117.000 ejemplares en 1972. Le sigue en cuantía el milano negro Milvus migrans, cuyo paso se estimó ese mismo año en 39.000 individuos. Otras rapaces comunes, pero de cuantía más reducida, son los ratoneros Buteo buteo, milanos reales Milvus milvus, águilas culebreras, águilas calzadas, alimoches, halcones peregrinos, cernícalos comunes y primillas, así como los aguiluchos laguneros Circus aeruginosus y cenizos C. cyaneus.

Las cigüeñas blancas son bastante tempranas en iniciar la migración, haciéndolo las primeras en Julio y el grueso a lo largo del mes de Agosto. En un total de 35.000 todos los años, la mayoría proceden de la Península. Más tardía y mucha más escasa resulta su pariente, la esquiva cigüeña negra, cuyos efectivos en España no llegan al medio millar.

• **Aves no planeadoras**

En esta clasificación un tanto arbitraria se incluyen todas las aves, excepto rapaces, cigüeñas y aves marinas.

Por su vuelo batido pueden cruzar el Mediterráneo por cualquier punto, sin embargo observaciones mediante radar demuestran que el paso de aves no planeadoras por el Estrecho es elevado, aunque pasan más desapercibidas por su menor tamaño y a que muchas lo hacen por la noche. Entre las más frecuentes se encuentran abejarucos, vencejos y golondrinas. La mayoría de los insectívoros como los sílvidos (currucas, mosquiteros, zarceros Hippolais polyglotta, etc) son migrantes nocturnos. Más tardío y llamativo es el paso de alondras, bisbitas, lavanderas y fringílidos (jilgueros, pardillos, verdecillos, etc.).

Un importante papel juegan los enclaves húmedos, como la desembocadura del Jara-Vega y Valle, donde se concentran aves de paso propias de estos medios cuando las condiciones son adversas para el cruce. Así, se llegan a ver buscarlas, carriceros tordales y comunes, avetorillos, martinetes, garzas imperiales, y sobre todo, a diversas especies de láridos (fumareles comunes y cariblancos, charranes comunes, etc.) y limícolas (chorlitejos, correlimos, archibebes, etc.).

- **Aves marinas**

La migración de las aves marinas por Tarifa, a diferencia de las anteriores, presenta la particularidad de que en cada paso se observan ambas direcciones entre Mediterráneo y Atlántico según la especie. Entre las que se reproducen en el Mediterráneo, se incluyen pardelas cenicientas Calonectris diomedea, pichonetas Puffinus puffinus, gaviotas enanas Larus minutus, cabecinegra L. melanocephalus y de Audouin L. audouinii. Por el contrario, especies reproductoras del Atlántico son alcatraces Sula basana, alcas Alca torda, frailecillos Fratercula arctica, araos Uria aalge, págalos grande Stercorarius longicaudus y parásito S. parasiticus, y gaviotas tridáctilas Rissa trydactla.

• **Túnidos y Cetáceos**

La situación de Tarifa en el centro del Estrecho de Gibraltar hace de sus aguas paso obligado para las rutas migratorias de Túnidos y Cetáceos que en dos ocasiones al año realizan el recorrido entre el Mar Mediterráneo y el Océano Atlántico, y en las que podemos encontrar a los delfines mulares, Tuersiops truncatus, delfines grises, Grampus griseus, delfines comunes, Delphinus delphis, y delfines listados, Stenella coeruleoalba; rorcuales francos, Balaenoptera physalis, y rorcuales aliblancos, Balaenoptera acutorostrata; cachalotes comúnes, Physeter catodon; zifios comunes, Ziphius cavirostris; calderones, Globicephala melaena y orcas comunes, Orcinus orca.

De gran importancia económica son las migraciones de atún Thunnus thynnus, que en sus pasos cerca de la costa, playa de Los Lances, son capturados por el sistema de pesca de la Almadraba de gran tradición en Tarifa.

### *5.3.1.2. Flora*

Los fondos marinos presentan una elevada diversidad debido a la gran variedad de substratos y la accidentada batimetría de los mismos. Estas dos características, unida a la presencia de un sistema de corrientes poco predecible, permite observar la disposición de numerosas formaciones vegetales.

En los fondos arenosos de la franja litoral comprendida entre la ciudad de Tarifa y la ensenada de Bolonia, dentro del intervalo batimétrico de 5 a 15 metros aparecen las praderas de la fanerógama marina Cymodocea nodosa (Cymodoceion nodosae), recogidas como uno de los hábitats de interés comunitarios con presencia en España según la clasificación de Rivas Martínez (1993). Estas praderas se localizan dispersas sobre el substrato arenoso y los principales núcleos se sitúan frente a la playa de Los Lances y las Ensenadas de Valdevaqueros y de Bolonia.



*Figura 5.20. Flora marina: Cymodocea nodosa*

En los fondos arenosos más profundos, a partir de los 30 metros de profundidad, aparecen densas formaciones de Laminaria ochroleuca que llega a formar importantes

bosquetes. A partir de los 5 metros de profundidad, la laminaria Saccorhiza polyschides sustituye a Laminaria ochroleuca, constituyendo también formaciones muy compactas.



*Figura 5.21. Flora marina: Saccorhiza polyschides*

Sobre los fondos con buena visibilidad y ausencia de material sólido en suspensión, muy abundantes por toda la franja costera en la zona intermareal rocosa y en la infralitoral, se sitúan formaciones de algas entre las que destaca la presencia de especies del género Cystoseira.

Los fondos de Maërl, localizados normalmente a partir de 20 metros de profundidad, están formados por las algas calcáreas Lithothamnion corallioides y Phymatolithon calcareum, que se caracterizan por la acumulación de algas rojas calcáreas que constituyen enclaves de alta riqueza biológica.

En la zona intermareal se pueden distinguir entre tres (extremo oriental del ámbito de aplicación del Plan) y siete (alrededores de la Isla de Tarifa) cinturones algales, dependiendo del lugar de la costa en que se encuentren.

### 5.3.2. Repercusión del proyecto en la flora y fauna

La implantación del presente proyecto en el fondo marino, va a causar un impacto ambiental en la fauna y flora de su alrededor. Este impacto ambiental ha sido estudiado con anterioridad por organismos competentes, y estos han dado su aprobación.

En la zona de implantación predominan la presencia 4 especies:

Una de ellas es el molusco *Doto furva*, el cual no está en peligro de extinción y existen millones de ejemplares de dicha especie.

Otra especie existente es el crustáceo *Hannonia stocki,* el cual no se verá muy perjudicado por la presencia del parque marino ya que de forma general, su actividad se desarrolla por el suelo de las profundidades, lo cual implica que no estará en contacto con los alabes de las turbinas.

La tercera especie predominante es *Ciocalapata almae*, la cual se verá más afectada que los anteriores pero sin peligro de extinción.

Por último se encuentra la *Cervera Atlántica*, que se trata de un cnidario que puede verse ligeramente afectado por la presencia del parque marino, pero, al igual que el resto de especies, no supone ningún peligro.

Con respecto a la flora, el impacto es menor, puesto que se encuentra en su totalidad en el fondo marino y una vez implantadas las turbinas ya no supone más impacto a la flora ni para su desarrollo.

Existen diversos tipos predominantes en la zona de implantación pero se intentará realizar el menor impacto posible, eliminando solo las partes que sean necesarias para la correcta sujeción de las turbinas al fondo marino.

# ANEJO 6. **GEOLOGÍA**

ANEJO 6. **GEOLOGÍA**

INDICE DE CONTENIDOS:

6. GEOLOGÍA ..... 3
6.1. Introducción ..... 3
6.2. Cadenas Bético-Rifeñas ..... 4
6.2.1. Zonas internas ..... 4
6.2.2. Zonas externas ..... 5
6.2.3. Zona «mediana» o de los flyschs alóctonos ..... 7
6.3. Tectónica ..... 11
6.4. Mapa Geológico de Tarifa ..... 20

# 6. GEOLOGÍA

El conocimiento de la compleja geología de la zona del Estrecho de Gibraltar es fundamental para cualquier tipo de solución a adoptar sobre la zona de proyecto.

## 6.1. Introducción

El estrecho de Gibraltar se sitúa en la zona de máxima curvatura del denominado arco de Gibraltar, punto de unión entre las cadenas béticas y el conjunto Magrébide constituido por el Rif, las Kabilias argelinas, el Tell y parte de Sicilia y Calabria. (Figura6.1)

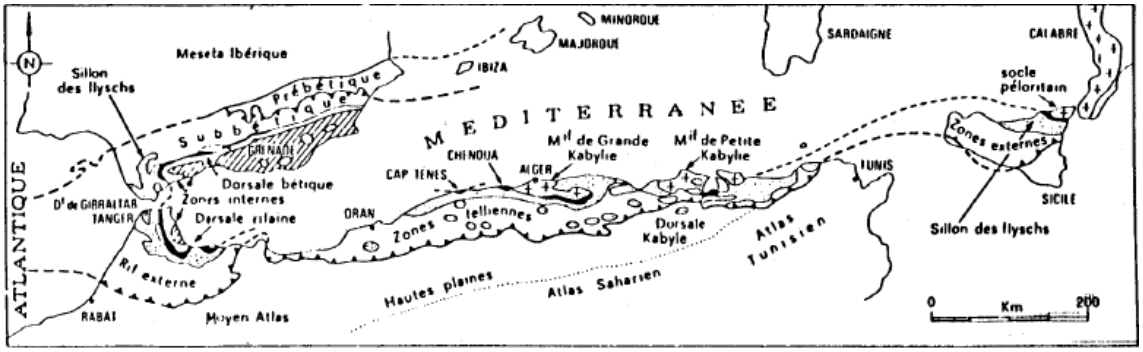



*Figura 6.1. Esquema estructural de las cadenas Béticas y Magrebides, según Durand- Delga (1969)*

Si bien numerosos autores se habían ocupado con anterioridad de la geología de ambas cadenas, es sólo a partir de la década de 1960, cuando se emprende su estudio sistemático con levantamientos cartográficos de detalle, apoyados en las modernas técnicas petrográficas y dataciones micropaleontológicas. Por lo que respecta al estrecho de Gibraltar resulta de especial interés y trascendencia la publicación de J. Didon, M. Durand-Delga y J. Kornprobst (1973) en la que se establece la homología de

las cadenas bético- rifeñas: las mismas zonas paleogeográficas y estructurales se encuentran a ambos lados del estrecho, razón por la que el arco de Gibraltar presenta un valor geotectónico fundamental. En consecuencia, se deduce que resulta imposible que en la actual zona del estrecho pueda localizarse el importante desgarre que impone la tectónica movilista para la separación de las placas europea y africana.

## 6.2. Cadenas Bético-Rifeñas

Ambas cadenas presentan dos dominios homólogos y bien diferenciados: las zonas internas y las zonas externas. Hay que añadir otro dominio de posición geográfica intermedia, que son las unidades alóctonas de materiales flyschs. La vergencia tectónica en una misma transversal es opuesta en ambas cadenas.

### 6.2.1. Zonas internas

Bordean las costas mediterráneas y su continuidad a ambas orillas del mar de Alborán está unánimemente admitida, hasta el punto que puede considerarse que, a este nivel, las dos cordilleras son una sola.

En las proximidades del arco de Gibraltar el edificio de unidades tectónicas internas, desde el interior del arco hacia el exterior y desde la unidad inferior a la superior está formada:

a) Alpujárrides (béticas) y Séptides (Rif) constituidas por una serie de rocas metamórficas antiguas (Paleozoico a Permo-Trías) a las que se asocia una potente masa de peridotitas, que en España aflora ampliamente, mientras que en el Rif sólo lo hace en Ceuta y Beni Boussera.

b) Maláguides (Andalucía) y Gomárides (Marruecos). Están constituidas fundamentalmente por materiales paleozóicos, poco o nada metamorfizados a los que siguen, en discordancia angular, series incompletas y poco potentes del Jurásico, Cretácico y, esporádicamente, del Eoceno. Su cobertura está constituida por una serie detrítica post-mantos del Mioceno inferior.

c) Dorsales bética y rifeña. El conjunto carbonatado de las dorsales flanquea, por el exterior el arco, a las unidades anteriores, según un contacto anormal que no representa una discontinuidad de primer orden. En detalle, la Dorsal está dividida en escamas imbricadas cuyo conjunto cabalga o es cabalgado, según los casos, a las Gomárides. Las series estratigráficas de la Dorsal van del Trías al Eoceno medio.

### 6.2.2. Zonas externas

Al contrario que en las zonas internas, las cordilleras bética y rifeña presentan en sus dominios externos notables diferencias, tanto tectónicas como paleogeográficas (especialmente en el Cretácico), lo que imposibilita su unión y demuestra que han seguido historias geológicas diferentes. Las zonas externas béticas están ligadas a la meseta ibérica, mientras que las rifeñas lo están a la evolución del Atlas.

Puede decirse que a este nivel el denominado arco de Gibraltar no existe. En consecuencia, se expondrán de manera separada en ambas cadenas.

Las zonas externas béticas se dividen en dos grandes conjuntos bien diferenciados tectónicamente y algo menos desde el punto de vista estratigráfico y paleogeográfico, que comenzando desde el interior son:

a) Subbético: Está estructurado en mantos de corrimiento y sus afloramientos se extienden desde Cádiz hasta el Sur de Alicante. El Penibético, cuyos afloramientos más meridionales se encuentran al Sur de Ronda y que fue atravesado en los sondeos de Cerro Gordo, debajo de los flischs del Campo de Gibraltar, representa las partes más internas del Subbético.

b) Prebético: Se diferencia del anterior por ser paraautóctono y con estructuras tectónicas relativamente sencillas. Únicamente aflora en la parte oriental de las béticas donde se encuentra más o menos cabalgado por el Subbético. Su prolongación, en profundidad, al Oeste de la transversal de Jaén es probable pero no está comprobada.

Las zonas externas del Rif se dividen en tres grandes conjuntos que desde el interior de la cadena son:

a) Zona intra-rifeña: Comienza en Tánger, constituye los relieves del Rif central y se prolonga hasta el Oued Nekor. Tiene dos unidades fundamentales: la de Ketama constituida principalmente por un flyschs negro albo-aptiense de varios kilómetros de espesor y la unidad de Tánger, que, en lo esencial, está constituida por margas y arcillas del Senoniense. Cabe la posibilidad de que la unidad de Tánger sea la cobertura primitiva de la unidad de Ketama pero existen indicios estratigráficos en contra, por lo que no puede descartarse que ésta última pudiera aparecer, en profundidad, en la región de Tánger.

b) Zona meso-rifeña: Está constituida por un conjunto de macizos mesozoicos, coronados por un Mioceno inferior calizo, que aflora en la cuenca media del río Ouerrha, prolongándose hacie el Noroeste hasta la ventana de Izarene donde se hunde bajo la unidad de Tánger.

c) Zona pre-rifeña: Constituye una antefosa que funcionó en el Mioceno inferior y medio y contiene numerosos olistolitos mesozoicos y paleógenos. La zona prerifeña, muy plástica y con Trías yesífero, se desplazó hacia el exterior del surco cabalgando al antepaís del Atlas.

### 6.2.3. Zona «mediana» o de los flyschs alóctonos

Se encuentra en la actualidad entre los dominios internos y externos y está estructurada según un edificio de mantos de corrimiento de génesis gravitacional. Los flyschs afloran con ligeras variaciones de facies, desde el Norte del Campo de Gibraltar, se prolongan por el Rif, Argelia, Túnez y alcanzan Sicilia y Calabria, materializando así un surco de más de 2.500 km.de longitud (figura 1). La situación de la cuenca primitiva de los flyschs ha sido largamente discutida; en un principio se pensó que estaría sobre las zonas internas bético-rifeñas (hipótesis «ultra») (Durand-Delga y Mattauer, 1960; Didon, 1960-62), pero actualmente numerosos argumentos —en especial el origen del cuarzo numídico— hacen que se admita unánimemente su posición paleográfica externa (hipótesis «infra») (Didon, Durand-Delga y Kornprobst, 1973; Bourgois, 1978).

La zona de proyecto se localiza en su totalidad dentro de estas formaciones de flyschs (además de la unidad externa de Tánger-Al-marchal), razón por la que posteriormente se hará una descripción más detallada de las mismas. Por lo tanto, únicamente enumeraremos las unidades clásicas en que se ha dividido esta zona y expondremos su problemática.

a) **Unidades predorsales**: Afloran en una estrecha franja situada entre la dorsal y los flyschs y plantean importantes problemas de interpretación. Están constituidas fundamentalmente por un flyschs margo-areniscoso en el que se intercalan hacia techo niveles de areniscas semejantes a las numidienses pero con un cemento algo calizo, presencia de micas blancas, glauconita dispersa y cierta grano-calcificación. Hacia abajo, las series continúan con un flyschs del Oligoceno superior al que se asocian, en láminas y paquetes dispersos, elementos variados del Jurásico al Eoceno, lo que ha hecho que sean interpretados como olistolitos. Sus materiales tienen semejanzas con la Dorsal externa (Lías-Malm, Eoceno, Oligoceno) y con los flyschs (Cretácico), por lo que representaría (Durand-Delga, 1972) una zona de transición entre ambos dominios. Para Bourgois (1978) el conjunto de unidades predorsales, denominado «Neonumidiense», sería una formación arcillosa de edad burdigaliense (no datada inequívocamente) que englobaría klippes sedimentarios kilométricos, tanto de las zonas externas como de los flyschs; este «Neonumidiense» sería para el mencionado autor una variación lateral de facies de las «arcillas con bloques», formación burdigaliense que incluiría, como bloques plurikilométricos, la totalidad d las unidades de flyschs que afloran en el Campo de Gibraltar.

Una reciente tesis (Olivier, 1984), al datar la serie pelítico-areniscosa de las unidades predorsales, como del Aquitaniense-Burdigaliense basal y resultar, por tanto, sincrónica de las areniscas numídicas concluye que: 1. El término «Neonumidiense» debe ser abandonado. 2. Que las series predorsales se habrían depositado en un área próxima a las zonas internas. 3. Que durante del Aquitaniense, en los dominios predorsales la sedimentación areniscosa, semejante a la numídica pero menos importante, estaría contaminada por elementos de las zonas internas.

**b)** **Las Taríquides**: En esta denominación (Durand-Delga, 1972) se incluyen los macizos de Yebel Moussa, el Peñón de Gibraltar y las canteras de Los Pastores. Tienen series estratigráficas particulares, que van desde el Triásico al Paleoceno, por lo que Durand-Delga y Villeumey (1963) supusieron que habrían constituido una cordillera que separaría los surcos de los flyschs masilienses y mauritanos. También se han expuesto las teorías de que pudiera pertenecer a la Dorsal, a la zona predorsal, ser elementos penibéticos «marroquinizados» o bien olistolitós en una matriz no precisada.

**c)** **Flyschs mauritanos:** Constituyen la diverticulación de una columna estratigráfica única, en dos mantos: el de Jebel Tisirene (del Dogger al Cretácico medio) y el de Beni Ider (Cretácico superior al Oligoceno superior y Aquitaniense). En la orilla Norte del Estrecho reciben, respectivamente, el nombre de Los Nogales y Algeciras. Afloran, en general, en posición interna y únicamente la tectónica post-manto los ha conducido hacia posiciones externas (Punta Paloma). Los términos de la columna estratigráfica más representativos, y a la vez más potentes, son las areniscas del Cretácico inferior (Tisirene-Nogales) y el flyschs areniscoso-micáceo de Beni Ider y Algeciras, de edad oligocena, si bien es probable que alcance también el Aquitaniense.

**d)** **Flyschs masilienses**: Igual que los anteriores fueron definidos en Argelia. Fundamentalmente están constituidos por un flyschs arcilloso con bancos centimétricos de cuarcitas de edad alboaptiense, que hacia techo contiene ftanitas datadas del Cenomanense. En Marruecos están representados por los mantos de Melloussa (Albense-Cenomanense) en la región de Tánger y de Chouamat (que localmente presenta términos basales del Dogger y en el techo

del Cretácico superior y Paleoceno) al Norte de Ketama. En España las arcillas de Facinas son el homólogo del flyschs albo-aptiense de Melloussa.

Hasta el presente, no han sido definidos en el manto de Melloussa, términos más modernos que el Cenomanense.

e) **El manto Numidiense:** Se presenta con unas características excepcionalmente constantes por lo que respecta al término que lo define: las areniscas aquitanienses, que en Andalucía reciben el nombre de «Areniscas de Aljibe». En Marruecos la columna estratigráfica comienza con arcillas rojas y verdes con Tubotomaculum del Oligoceno, a las que siguen más de 1.000 m. de areniscas y pelitas coronadas por una serie arcillo-margosa datada como Burdigaliense inferior y medio superior (zona N-5 a N-6 de Blow). En el Campo de Gibraltar la serie numídica es más completa, con términos del Cretácico superior, Paleoceno y del Eoceno.

f) **Merínides**: Las series merínides (Didon y Hoyez, 1978) son intermedias entre el manto numidiense y el de Beni Ider-Algeciras. Se caracterizan por presentar intercalaciones de areniscas con facies numidienses en el flyschs margo areniscoso-micáceo que, en este caso, tiene una edad Aquitaniense. Son las unidades de Tala Lakrah en Marruecos y Bolonia en España.

En conclusión, puede decirse que el arco de Gibraltar es un hecho incuestionable a nivel de las zonas internas, donde idénticas formaciones se encuentran a uno y otro lado del Estrecho.

Por lo que respecta a los dominios externos es evidente que el «arco» no existe: el Penibético andaluz es, desde todos los puntos de vista completamente diferente de las

unidades externas rifeñas (Tánger-Almarchal) que han seguido una evolución paleogeográfica diferente; por esta razón, las unidades externas béticas y las rifeñas tienen que enfrentarse en profundidad según un contacto mayor. Las zonas medianas o de los flyschs alóctonos están representadas con las mismas unidades a ambos lados del Estrecho; el mecanismo por el cual se encuentran en Andalucía es controvertido: 1. Pudieron depositarse en un surco geosinclinal, localmente con corteza oceánica, instalado entre las zonas internas y el antepaís africano. 2. «Hispanización» en el sentido de Bourgois: resedimentación de las distintas unidades rifeñas en una matriz arcillosa burdigaliense. 3. Depositados sobre las zonas internas (actual mar de Alborán) y extruidos hacia las zonas externas. Los datos que se poseen actualmente se encuentran en favor de la primera hipótesis según la cual el arco de Gibraltar tendría un valor parcialmente paleogeográfico, y la actual curvatura, subrayada por la zona de los flyschs, se habría adquirido por efecto del deslizamiento hacia el Suroeste del macizo bético-rifeño (sub- placa de Alborán) a favor de la falla de Nekor; de esta forma las zonas internas cabalgarían sobre los flyschs (cuyo afloramiento en planta sería de una cuña arqueada), y este conjunto a su vez cabalgaría en el Campo de Gibraltar a las zonas externas béticas. En resumen los deslizamientos importantes que han ocurrido entre los bloques europeo y africano y que vienen impuestos por la aplicación de la dinámica de placas no han podido ocurrir sobre el actual estrecho de Gibraltar, al menos con posterioridad al ciclo alpino y habría que buscarlos en otras áreas más meridionales o septentrionales del macizo bético-rifeño.

## 6.3. Tectónica

Generalmente, se admite que el depósito de los flyschs se realizó sobre una franja de corteza continental adelgazada (con un substrato paraoceánico) y fracturada, situada entre una microplaca mediterránea (subplaca de Alborán) y la placa africana.

Esta área de debilidad funcionó, desde el Eoceno medio al Mioceno inferior, como una zona de subducción de África bajo la microplaca mediterránea con el resultado de la deglución del substrato y la desolarización de la cobertera de los flyschs en mantos peliculares que se desplazarían hacia las zonas externas y excepcionalmente sobre las zonas internas.

La estructuración en «mantos» de corrimiento de la zona de los flyschs tiene lugar entre el Burdigaliense medio (zona N4 a N6 de Blow) y el Langhiense inferior (zona de Sicanus), estando por tanto comprendida entre la tectónica paroximal de las zonas internas (anterior al Oligoceno superior) y la de las zonas externas que es intra-Tortoniense.

Así, pues, la zona de los flyschs, estructurada en mantos de corrimiento, quedaría enraizada bajo la dorsal calcárea (figura. 6.2).

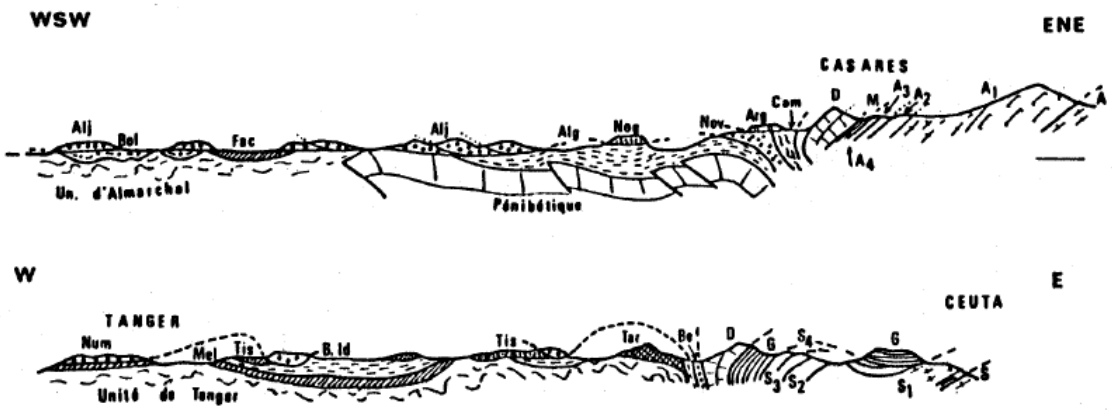



*Figura 6.2. Cortes esquemáticos de ambas orillas del Estrecho de Gibraltar, según Didon, Duran-Delga y Komprobst(1973). Arriba desde el Norte de Tarifa a Casares (60 km). Abajo: de Tanger a Ceuta (60 km)*

El edificio de mantos así constituidos parece aflorar en la transversal del Estrecho y desde el interior del arco hacia el exterior del siguiente modo: Dorsal calcárea, flyschs predorsales, unidades mauritanas y, en la parte más occidental, los flyschs masilienses reposando sobre las unidades de Tánger-Almarchal. El conjunto está coronado tectónicamente por el manto Numidiense.

Este dispositivo inicial está en la actualidad profundamente alterado y desdibujado por una tectónica «post-mantos» que es de gran importancia para la obra en proyecto por cuanto va a añadir mayores discontinuidades y complicaciones en su interpretación.

Esta «neotectónica» es polifásica y, en general, parecen predominar los fenómenos compresivos sobre los distensivos. Particularmente, el apilamiento de las unidades de flyschs, que originariamente tendrían contactos de base de manto subhorizontales, se ve afectado por:

a) **Téctonica en escamas:** Es particularmente clara, en el frente de los afloramientos de flyschs (Dehar Oullika y alineaciones montañosas más septentrionales) sobre la región de Tánger y en todos los macizos numidienses que se extienden desde Tarifa hasta Ubrique, pero muy especialmente en la zona situada al Noreste de Castellar donde numerosas escamas dispuestas con gran regularidad y vergentes al Oeste hacen aflorar en grandes tiras las areniscas delAljibe, su serie de base, en incluso el Penibético (figura. 6.3).

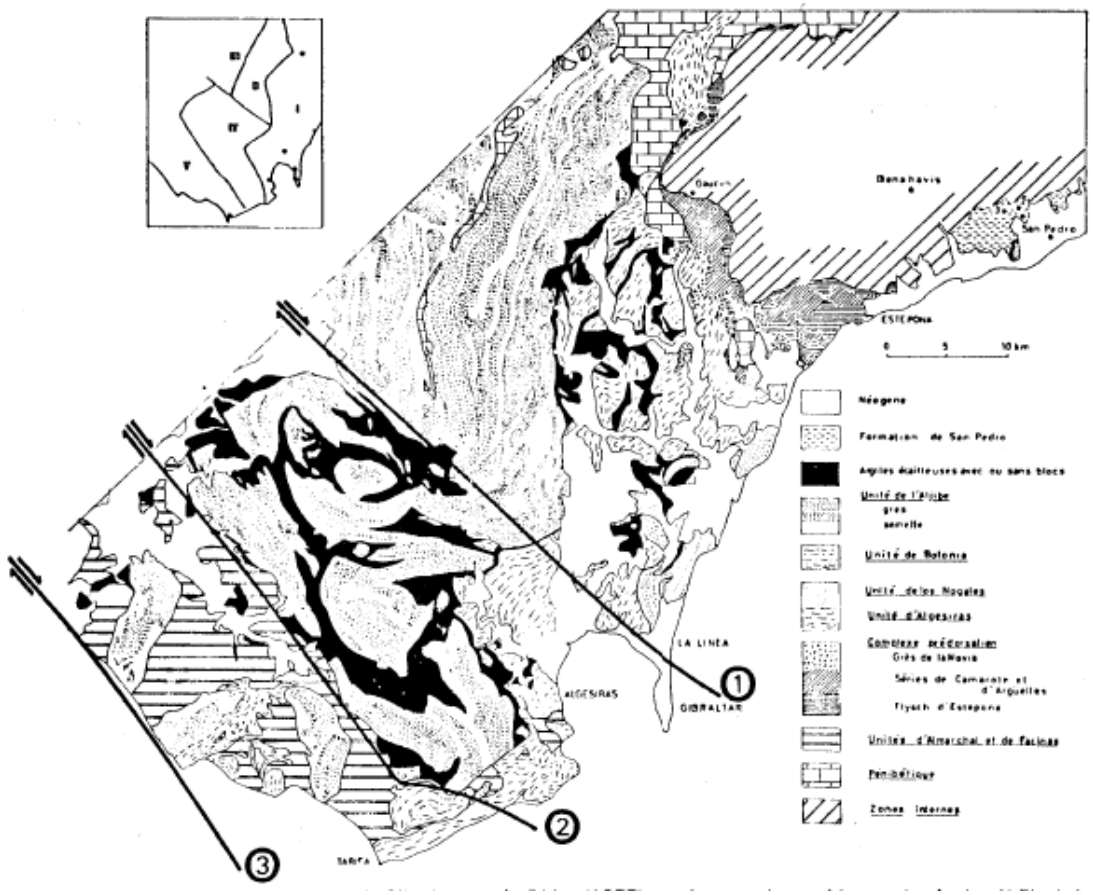



*Figura 6.3. Esquema geológico del Campo de Gibraltar, según Didon (1977), con los grandes accidentes de zócalo.*

**b) Grandes fallas de zócalo:** En esta zona del arco de Gibraltar las estructuras tienen una dirección aproximada Norte-Sur, pero en el Campo de Gibraltar dicha orientación se ve muy alterada por tres grandes fallas de desgarre, dextras. La primera denominada por Didon (1969) «accidente de la Cotilla» tiene una dirección Noroeste-Sureste y es la responsable del cambio en la dirección de las escamas de la unidad del Aljibe que, al Noreste de la misma, son Norte-Sur, y al Sureste, son Noroeste-Sureste e intermedias. Didon interpreta este accidente profundo como la respuesta diferencial de los flyschs (al Noreste el Penibético rígido y al Sureste el Almarchal, plástico) a esfuerzos compresivos Norte-Sur. Una segunda falla paralela a la anterior, que denominamos del Puerto del Rayo,

limitaría los macizos numidienses de la zona IV y los de la II (figura 6.3); tendría un carácter igualmente dextro y se localizaría al pie de las sierras de areniscas del Noreste de la laguna desecada de La Janda, continuando por el alto del Puerto del Rayo, por el Noreste del Santuario de La Luz, y pasando entre el elemento de la unidad de Bolonia del Bujo-Cabrito y los afloramientos numidienses de El Picacho y la Sierra del Cabrito, saldría finalmente al mar en la ensenada del Tolmo, entre el afloramiento de areniscas del Tambor y el flyschs de Algeciras. La existencia de esta falla viene justificada entre otros hechos por: 1. Las distintas columnas estratigráficas atravesadas en los sondeos petrolíferos de Tarifa 1 (2.906 m.) y Tarifa 2 (1.171 m.) distantes únicamente 700 m. 2. Arqueamiento de las extremidades de las escamas numidienses de las sierras de Ojén (El Picacho se interpreta como la terminación meridional de esta sierra), el Cabrito y el Algarrobo. 3. Morfología submarina, al Sur de Punta Acebuche. 4. Bloques mesozóicos jalonando el contacto. 5. Dirección Noreste-Suroeste del elemento de Tarifa de la unidad de Algeciras. Esta falla podría justificar también el giro hacia el Este de las zonas internas rifeñas de las inmediaciones del Estrecho, si bien este hecho es más probable que sea debido a un accidente longitudinal al Estrecho.

Otra posible falla es la que se situaría muy próxima a la costa, en el tramo comprendido entre Punta Camarinal y Barbate, y se prolongaría por el SO del Bajo de los Cabezos, pasando posteriormente a la zona oriental del umbral.

Esta falla, junto con la anterior, sería la responsable de la génesis de la estructura arqueada de la zona de Bolonia (sierras de La Plata, Salaviciosa y Enmedio), así como de la anómala dirección NNE-SSO de la sierra del Retín.

En el Norte de Marruecos, los flyschs estructurados en escamas tienen una dirección NNO-SSE conforme con la que le corresponde por su posición geográfica en el arco de Gibraltar. Al contrario que en España, solamente se encuentra una estructura arqueada: la de Tala Lakrah. Este elemento merínide está constituido por una serie de pliegues rotos en escamas y cuyo conjunto da un giro de 180° generando un sinforme complejo, abierto hacia la costa. El arqueamiento de esta estructura se interpreta que ha sido producido por una falla N-S, en este caso siniestra (figura 6.4), que habría desplazado hacia el Norte el flanco oriental; la misma falla sería la responsable de que la unidad de Tánger aflorase, en ventana tectónica, entre el alboaptiense de Melloussa, al Sur de la estructura de Tala Lakrah, y que el macizo Dehar Oullika avanzase hacia el Sur.

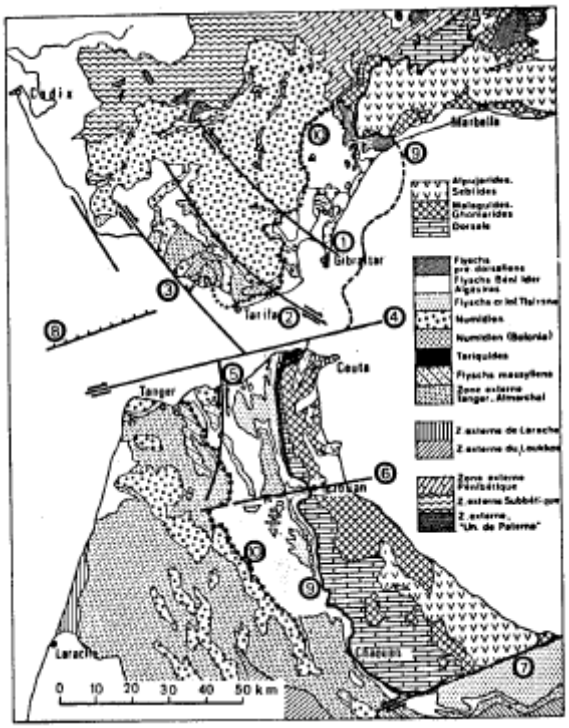



*Figura 6.4. Grandes accidentes tectónicos en la zona del Estrecho de Gibraltar sobre un esquema estructural de J.Didon, M.Durand-Delga y J.Kornprobst (1973)*

Por lo que respecta a la zona sumergida, la existencia y situación de accidentes de desgarre queda dentro del terreno especulativo, ya que no han encontrado comprobación en las campañas de sísmica por reflexión. Lo que es un hecho, es que las estructuras marroquíes, bien ordenadas en dirección NNO-SSE, se enfrentan con las de la orilla española que presentan direcciones arqueadas y anárquicas. Parece pues imprescindible la existencia de algún (o algunos) accidente dextro longitudinal al Estrecho, que justifique: 1. el mencionado choque de estructuras, 2. el avance hacia el Oeste de toda la costa marroquí, 3. que no aparezcan las zonas internas en el Campo de Gibraltar y 4. Que la zona de contacto entre las unidades de flyschs mauritanas y el manto numidiense aparezca en posición mucho más occidental en Marruecos que en España. La cuantía del desplazamiento de esta falla es muy difícil de evaluar pues depende fundamentalmente de su ubicación precisa y de la localización de los puntos de cruce con las fallas conjugadas descritas en España y, por supuesto, de los elementos que se comparen a uno y otro labio de la falla.

En conjunto las tres fallas de zócalo descritas, en la orilla española producen un importante acortamiento del arco de Gibraltar, desplazando hacia el NO las unidades de flyschs, y generando grandes estructuras arqueadas que en algunos casos parecen presentar direcciones anárquicas. En la figura 6.3 puede verse como las sierras del Aljibe de la zona II estructuradas regularmente en escamas NS vergentes al Oeste, pasan a la zona IV donde se producen virgaciones y vergencias secundarias en varias direcciones y finalmente a la zona V donde las estructuras aparecen totalmente anárquicas.

Las campañas de sísmica por reflexión realizadas en la zona occidental del Estrecho no han aportado información sobre estos grandes accidentes ya que su prolongación en mar se sitúa en la parte oriental del Estrecho que fue cubierta por la campaña sísmica "Hércules 83", todavía sin interpretar; el accidente longitudinal, al

situarse próximo a la costa marroquí, tal vez no haya sido cubierto por los perfiles sísmicos.

Por otra parte, es muy posible que este tipo de fallas profundas no encuentre adecuada respuesta sísmica en la cobertera de los flyschs.

Los resultados de la campaña gravimétrica que SECEG realizó con la colaboración de la Universidad de Hamburgo, son elocuentes respecto a las fallas descritas anteriormente. En la figura 6.5 de anomalías de Bouguer se han superpuesto los accidentes deducidos en tierra y puede verse la perfecta concordancia entre ellos y las alineaciones de máximas anomalías negativas, caso especialmente manifiesto en las fallas de Barbate y en la longitudinal del Estrecho.

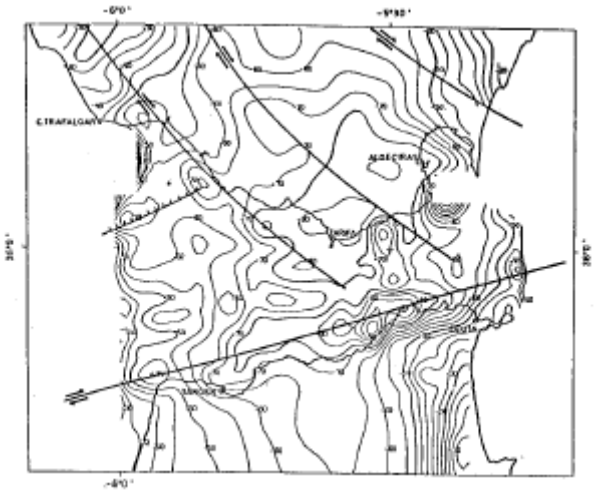


*Figura 6.5. Mapa de anomalías de Bouguer, según el Institut fuer Geophysik (1983)*

La edad de estas fallas es evidentemente posterior a la estructuración en escamas de los mantos de flyschs, pero su movimiento pudo iniciarse ya con anterioridad y

continuar hasta épocas recientes, siendo el responsable de que los afloramientos pliocenos y las terrazas marinas se encuentren a diferentes cotas en las dos orillas del Estrecho.

c) **Fallas de gravedad:** En ninguna de las dos orillas del Estrecho se han detectado fallas de distensión, razón por la cual se ha puesto en duda que el Estrecho pueda tener una génesis de fosa de hundimiento, ya que normalmente el cortejo de fallas que acompaña los accidentes principales (supuestamente sumergidos) debería tener representación en tierra.

No obstante, hay que señalar que, en la parte occidental del Estrecho, la campaña de sísmica "Hércules 82" ha detectado claramente que la cuenca neógena «post-mantos» que se inicia al Oeste de Punta Camarinal es un semigraben en el que los sedimentos están al Norte discordantes con las unidades de flyschs y al Sur limitados por una falla distensiva NNE (qué no parece tener prolongación en tierra) que los pondría en contacto con el banco Majuán que sería un horst de flyschs.

Al Este del umbral existen también cuencas neógenas que parecen presentar igual génesis, pero será necesario esperar a la interpretación de la campaña geofísica "Hércules 83" para poder realizar una correcta síntesis de este tipo de accidentes y su eventual influencia sobre la génesis del Estrecho.

## 6.4. Mapa Geológico de Tarifa

A continuación se adjunta el mapa geológico de la zona en la que se va a implantar dicho proyecto:




*Figura 6.6. Mapa Geológico de Tarifa, (IGME)*

Como se puede observar en la imagen anterior, en la zona de tarifa se encuentran margas y areniscas micáceas de Algeciras del periodo Terciario, Paleogeno procedente del oligoceno superior también se pueden apreciar algunas porciones, no tan numerosas como la anterior de color amarillo, de conglomerado cementado con conchas (terraza marina) procedente del cuaternario, y en concreto del pleistoceno inferior.

En el siguiente mapa, el punto rojo indica la zona de implantación del parque de turbinas marinas, que se encuentra a 2 kilómetros de la ciudad de Tarifa, en este mapa

se pueden observar profundidades, en este caso hablamos de profundidades entorno a los 50 metros y otro dato que aporta es la composición del fondo marino en cada zona.

La composición del fondo marino de la zona donde se va a implantar el proyecto es de arenas como se ve en la carta náutica a continuación.

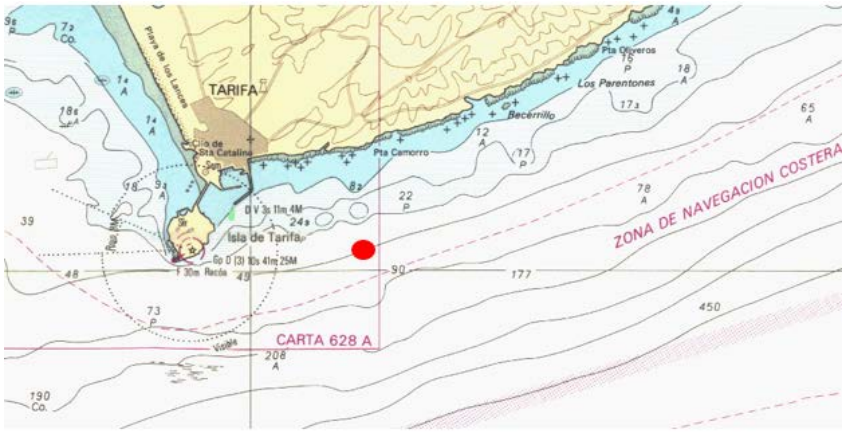



*Figura 6.7. Carta Náutica de Tarifa*

La presencia de arena en la zona de implantación del proyecto requiere un trabajo más laborioso para su implantación puesto que es necesario encontrar un fondo duro para poder anclar las turbinas.

# ANEJO 7. **ESTUDIO DE LAS MAREAS**

ANEJO 7. **ESTUDIO DE LAS MAREAS**

INDICE DE CONTENIDOS:

7. ESTUDIO DE LAS MAREAS ..... 3
7.1. Distribución de los flujos de agua ..... 3
7.2. Estructura de flujos ..... 5
7.3. Ondas internas en el Estrecho de Gibraltar ..... 9
7.3.1. Marea interna lineal ..... 9
7.3.2. Marea interna no lineal: Ondas internas de corto periodo y gran amplitud 11
7.4. Mareas ..... 15
7.4.1. Datos históricos de mareas ..... 15
7.4.2. Situación actual de las mareas y afección al presente proyecto ..... 17

# 7. ESTUDIO DE LAS MAREAS

## 7.1. Distribución de los flujos de agua

La distribución de masas de agua en el estrecho de Gibraltar, procedentes del mar Mediterráneo y del océano Atlántico, es consecuencia directa de su localización geográfica.

Las masas de agua procedentes del Atlántico Norte son dos, el Agua Central Noratlántica, situada por encima de la NACW con una temperatura que varía estacionalmente entre 16º y 20º C, y una salinidad prácticamente constante de 36.2 psu.

Por otro lado, el mar Mediterráneo está constituido básicamente por dos cuencas, la oriental y la occidental, separadas por el estrecho de Sicilia y cuyas masas de agua están en contacto con el océano Atlántico sólo a través del estrecho de Gibraltar, siendo prácticamente despreciable el paso por el canal de Suez. Se trata de uno de los mares donde la interacción atmósfera-océano tiene efectos más notables. Debido a los vientos secos del Noroeste y a la alta frecuencia de días soleados, hay un gran exceso de evaporación sobre la precipitación y descargas de ríos, por lo que el agua se caracteriza por tener altas temperaturas y salinidades. Más concretamente, las masas de agua de la cuenca mediterránea por debajo de la superficie, pueden clasificarse en dos grandes grupos: el Agua Levantina Intermedia (LIW) que se forma en invierno al Sur de Turquía y se caracteriza por tener una temperatura alrededor de 13.2º C y una salinidad de 38.5 psu y el Agua Mediterránea Profunda del Mediterráneo Occidental (WMDW) que se forma en invierno al Sur de Francia y en el mar Adriático. Esta masa de

agua, se caracteriza en la cuenca Oeste por tener temperaturas menores que 12.9º C y salinidades entre 38.2 y 38.4 psu.

No obstante, a pesar de la gran confluencia de masas de agua, el estrecho de Gibraltar suele ser descrito en términos de un sistema bi-capa, con una capa de Agua Atlántica sobre una capa de Agua Mediterránea separadas por una superficie interfacial infinitesimal. En promedio (Fig. 8.1) esta interfaz es más profunda en el Oeste que en el Este y más somera en el Norte que en el Sur, debido a la rotación de la tierra pero su profundidad también varía con las estaciones, con los cambios de marea de vivas a muertas, con los vientos de levante y poniente predominantes y con la diferencia en las presiones atmosféricas entre las áreas del Este y Oeste del estrecho. Además, la interfaz está sujeta a desplazamientos verticales debido a la generación y propagación de ondas internas.

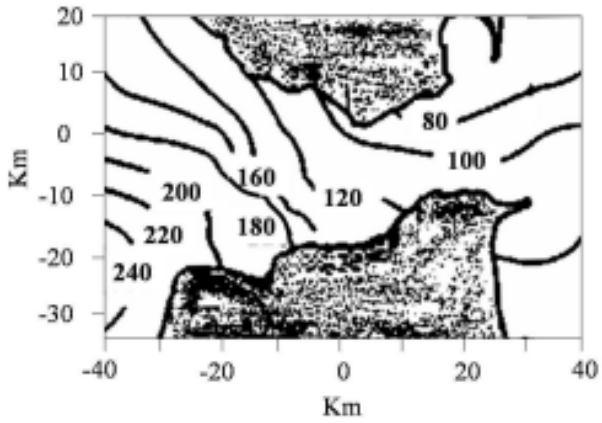



*Figura 7.1. Distribución de la profundidad de la interfaz atlántica-mediterránea en el Estrecho de Gibraltar*

## 7.2. Estructura de flujos

El flujo a través del estrecho de Gibraltar, constituye uno de los problemas clásicos de oceanografía. La visión más simple del flujo y primer modelo de circulación actualmente aceptado, es el modelo "estuarino inverso". Fue probablemente von Waitz en 1755, quien estando familiarizado con el trabajo del conde Marsigli (1681) sobre el estrecho del Bósforo y añadiendo su conocimiento sobre soluciones salinas, el primero que de manera científica justificó la existencia de la contracorriente mediterránea en profundidad.

La situación geográfica de la cuenca mediterránea, rodeada por masas continentales de clima seco, proporciona una evaporación que supera a las ganancias debidas a la precipitación y aportes fluviales, dando lugar a un balance hídrico negativo en el mar Mediterráneo que provoca un aumento de la salinidad, y densidad, y una disminución del nivel del mar respecto al de la cuenca atlántica. Tal diferencia de densidad, junto con la diferencia del nivel del mar a ambos lados del estrecho de Gibraltar, activa el intercambio de agua generándose un doble gradiente de presiones en direcciones opuestas, el cual es responsable del movimiento a una escala temporal suficientemente grande o estacionaria. De esta forma, se produce un flujo superficial de agua atlántica menos densa hacia el mediterráneo y otro en dirección contraria de agua mediterránea profunda más densa que penetra en el Atlántico Norte. Los flujos intercambiados entre las cuencas atlánticas y mediterráneas han sido uno de los principales objetos de estudio de la zona. A lo largo del tiempo, ha ido disminuyendo el valor de los flujos estimados, encontrándose que los valores de flujo entrante, varían entre 1.87 y 0.66 Sv (1 Sv = 1x106 m3 /s) y los flujos salientes, Q2, entre 1.78 a 0.57 Sv, respectivamente.

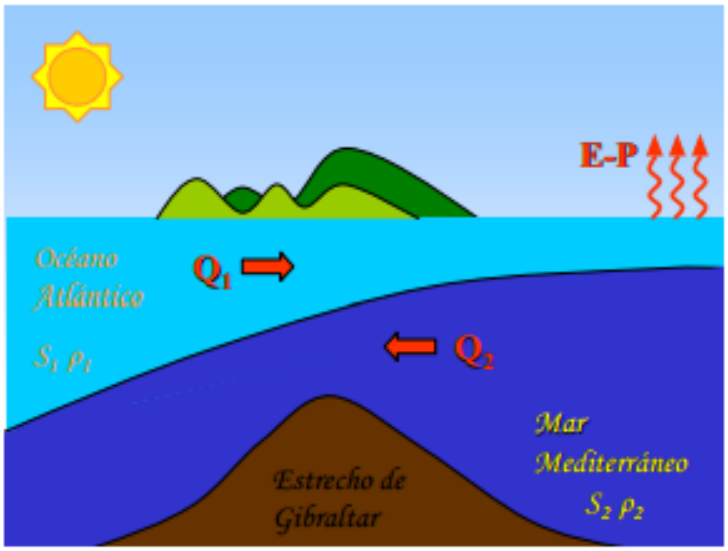



*Figura 7.2. Esquema de circulación estuario inverso en el estrecho de Gibraltar*

El régimen hidrodinámico en el estrecho de Gibraltar fue caracterizado con mayor minuciosidad por Lacombe y Richez (1982) quienes, apoyándose en numerosas observaciones, encontraron que sobre la estructura de flujo estacionario bi-capa se superponen otros flujos asociados a fenómenos dinámicos de distinta escala temporal, los cuales, de mayor a menor periodo se pueden clasificar en:

• Flujos de largo periodo: comprenden periodos desde varios meses a años. Están asociados a las fluctuaciones estacionales, anuales y de mayor periodo en el intercambio bi-capa baroclino que caracteriza al régimen hidrodinámico medio del estrecho de Gibraltar.

• Flujos subinerciales: comprenden periodos desde unos pocos días a varios meses y están relacionados principalmente con variaciones meteorológicas (presión atmosférica y viento) en los alrededores del estrecho. Los mecanismos de forzamiento han sido relacionados principalmente con las fluctuaciones de

presión atmosférica sobre el mar Mediterráneo. Su contribución se estima del orden de 0.5 m s-1 y constituye una parte significativa del flujo total a través del estrecho de Gibraltar. Según diferentes autores, estos efectos pueden afectar tanto al nivel del mar como a la intensidad de corriente de marea.

• Flujos mareales: comprenden periodos entre varias horas y un día y están relacionados con el potencial generador de marea. En el estrecho de Gibraltar se acoplan dos regímenes de marea completamente diferentes. En el mar Mediterráneo, al contrario de lo que ocurre en el océano Atlántico, el efecto directo del potencial generador de marea es prácticamente despreciable debido a su, relativamente, pequeña dimensión. Las principales constituyentes de marea en el estrecho son la M2, S2, K1 y O1 cuyas características principales se exponen a continuación.

Las características más sobresalientes para las principales ondas semidiurnas, M2 y S2, son:

- La banda semidiurna representa más del 90% de la varianza en el campo de presión y más del 70% en el campo de velocidades.

-Una disminución de más de la mitad en las amplitudes de los niveles desde el Atlántico (∼1 m) hacia el Mediterráneo (∼0.5 m).

- Las líneas cotidales se orientan en sentido Este-Oeste a lo largo del Estrecho, indicando un retardo de hasta 20 minutos en la llegada de la pleamar entre las costas Norte y Sur en la sección de Tarifa, mostrada en la figura siguiente:

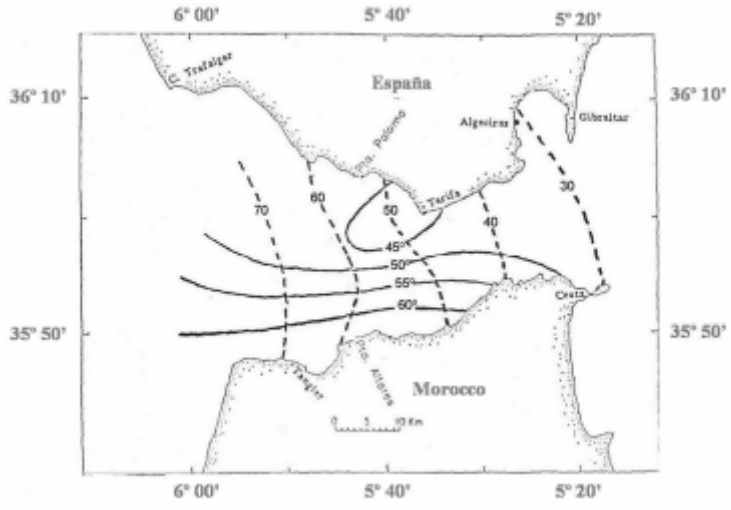



*Figura 7.3. . Mapa de mareas del estrecho de Gibraltar.*

- La relación de fase entre el nivel del mar y las corrientes de marea es próxima a 90º, característica de una onda estacionaria. Así, el sentido de estas corrientes de marea es hacia el Mediterráneo entre pleamar y bajamar (flujo o entrante) y hacia el Atlántico entre bajamar y pleamar (reflujo o saliente).

Para las principales constituyentes de marea de frecuencia diurna, K1 y O1, los rasgos más notables son:

- La banda diurna apenas representa un 1% de la varianza en el campo de presión, pero alcanza más del 10% de la misma en el campo de velocidades.

- La razón entre las amplitudes y la diferencia de las fases entre las constituyentes de marea K1 y O1 varía en un amplio rango a lo largo del estrecho, lo que implica notables diferencias entre las estructuras espacio temporales de estas ondas. Ello está relacionado con la existencia de un punto anfidrómico para la onda O1.

Este tipo de flujos está fuertemente afectado por la batimetría y el contorno, por lo que los máximos valores de intensidad de la corriente se encuentran en la mínima sección del estrecho, el umbral de Camarinal. Además, la intensidad de la corriente de marea es tal que es capaz de invertir el flujo entrante superficial de agua atlántica en toda la sección del estrecho.

## 7.3. Ondas internas en el Estrecho de Gibraltar

Las ondas internas se generan en fluidos estratificados debido a la interacción del flujo de marea con la topografía del fondo. El principal relieve responsable de la generación de las ondas internas en el estrecho de Gibraltar lo constituye el umbral de Camarinal. De manera general las ondas internas generadas en el umbral pueden dividirse en dos grandes grupos: marea interna lineal y ondas internas de más corto periodo y gran amplitud, generalmente originadas por la dinámica no lineal asociada a la marea interna.

### 7.3.1. Marea interna lineal

Se define como tal, a las oscilaciones verticales que las isopicnas realizan con periodos de marea. Para el caso particular del estrecho de Gibraltar, se origina por la interacción del flujo barotrópico con el umbral de Camarinal, dando lugar a dos tipos de fluctuaciones de la interfaz:

• En primer lugar, la profundidad de la interfaz varía como resultado de la cinemática asociada a las corrientes de marea barotrópica. De esta forma, según las corrientes se dirijan hacia el Mediterráneo o hacia el Atlántico, la posición de la interfaz desciende o asciende para compensar la masa añadida al sistema. Así, la desviación máxima, respecto a la posición media de la interfaz de estas oscilaciones, ocurre en los momentos de máximas corrientes barotrópicas. La pleamar interna coincide con la máxima saliente y la bajamar interna con la entrante (Fig. 8.4), lo que indica un desfase de 90º entre marea vertical interna y la superficial.

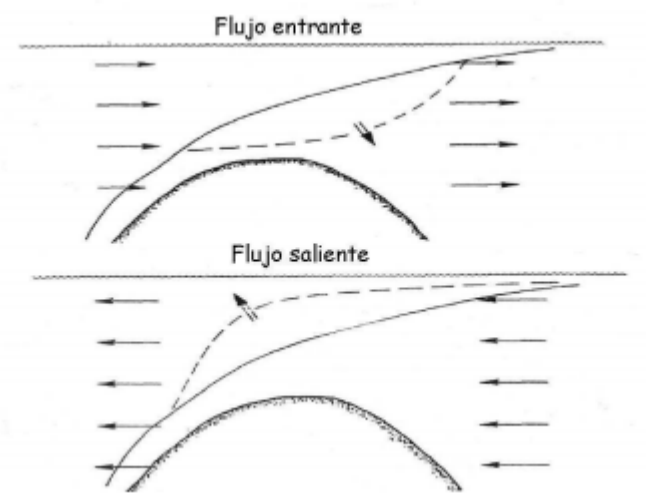



*Figura.7.4. Desplazamiento vertical de la interfaz debido al flujo mareal respecto a su posición media (línea continua) en dirección longitudinal al estrecho de Gibraltar*

• La interfaz presenta una inclinación en la dirección transversal al estrecho (aproximadamente Norte - Sur) variable con el tiempo a lo largo del ciclo semidiurno de marea. Según varios estudios, la variabilidad temporal de este gradiente transversal está relacionado con la cizalla vertical que presenta la velocidad de la corriente de marea en la columna de agua.

### 7.3.2. Marea interna no lineal: Ondas internas de corto periodo y gran amplitud

Las primeras referencias que se conocen acerca de existencia de ondas internas de gran amplitud en el estrecho de Gibraltar pertenecen, a Tofiño (1832) quien en uno de los derroteros de las costas españolas recogía las impresiones de marineros y pescadores de la zona el fenómeno, denominado popularmente como hervideros o hileros de corriente, y cuyo origen desconocían. Sin embargo, no fue hasta un siglo después cuando los primeros trabajos de investigación sobre las ondas internas vieron la luz, revelando la existencia de un frente interno caracterizado por un brusco descenso (300 m) de las isopicnas en el estrecho de Gibraltar durante la expedición "DANA" llevada a cabo en 1921 y 1928.

Fueron necesarios 30 años para utilizar una instrumentación con la suficiente frecuencia de muestreo para tener la primera evidencia de la existencia de oscilaciones internas de gran amplitud y corto periodo. Fue Frassetto (1964) quien las describió analizando datos recogidos durante los años 1958-1961. El nuevo método de muestreo permitió determinar que se trataba de ondas internas de alta frecuencia superpuestas a ondas internas de frecuencia mareal que viajaban, perdiendo energía, hacia el mar Mediterráneo donde finalmente desaparecían. El análisis de las observaciones le llevó a pensar que la llegada de las ondas al extremo oriental del estrecho estaba relacionada con el ciclo de marea y que procedían del umbral de Camarinal.

Más tarde Ziegenbein (1969 y 1970), basándose en el análisis de registros de ondas internas de gran amplitud y corto periodo adquiridos en el eje principal del estrecho al Este de Gibraltar en 1967 y 1968, contrastó la hipótesis de Frassetto y garantizó que, efectivamente, la ocurrencia de frentes internos estaba relacionada con

el ciclo de marea, encontrando que la llegada de oscilaciones internas al Este de Gibraltar se producía una hora antes de la bajamar en el punto de muestreo.

Durante los siguientes años, los trabajos estuvieron centrados en el estudio de la marea interna lineal. No obstante, a pesar de la cantidad de trabajos sobre ondas internas del estrecho realizados hasta entonces, no fue hasta 1988 cuando Armi y Farmer (Farmer y Armi) en base a estudios teóricos previos desarrollados por ellos mismos sobre hidráulica interna asociada a umbrales y estrechos y con un amplio conjunto de medidas recopiladas durante el Experimento de Gibraltar en los años 85 y 86, desarrollaron un extenso y detallado trabajo revelando el mecanismo de generación de estas ondas internas, marcando un antes y un después en el estudio de las ondas internas del estrecho de Gibraltar y constituyendo un referente para cualquier investigador atraído por el tema. Describieron el proceso como la generación de un bore (o salto hidráulico) al Oeste del umbral de Camarinal que tiene lugar durante aquellas salientes de flujo de marea (hacia el Atlántico) en las cuales se alcanzan condiciones de flujo crítico sobre el umbral. Cuando la corriente se debilita, y el flujo se vuelve subcrítico, el bore se libera sobrepasando la cresta del umbral y se propaga hacia el mar Mediterráneo sufriendo una desintegración progresiva dando lugar a una secuencia de ondas internas de gran amplitud que penetra en el mar de Alborán. Por otro lado, observaron que durante las mareas vivas el bore se liberaba regularmente en cada ciclo, mientras que durante el periodo de transición el bore se liberaba con periodicidad diurna y no encontraron bores en mareas las muertas de su periodo de análisis.

Los trabajos de investigación sobre ondas internas basados en el análisis de datos registrados por instrumentos oceanográficos, como se desarrollaban hasta entonces, se vieron reforzados con la llegada de remote sensing techniques como NOAA satellite y shore-based radar images , SAR images.

El análisis de las señales superficiales asociadas a las ondas internas obtenidas mediante imágenes radar permitió profundizar en aspectos como la longitud de onda y velocidad de propagación del bore. En este sentido, se encontró que el tiempo que tardaban las ondas en viajar desde el umbral de camarinal a Gibraltar estaba directamente relacionado con la intensidad de la corriente de marea y que en periodos de mareas muertas, en contra de lo conocido hasta el momento, también se registraba actividad.

La mayoría de los estudios realizados sobre las ondas internas del estrecho de Gibraltar se han centrado en el estudio del bore descrito por Armi y Farmer en 1988, pero a lo largo de la literatura se ha mencionado la existencia de otro tipo de ondas como las ondas generadas al este del umbral de Camarinal y que viajan hacia el océano Atlántico y de ondas transversales, paralelas al eje principal del estrecho, que viajan hacia el Noreste.

Sin embargo, este tipo de ondas, de mucha menor amplitud, ocupan un segundo lugar frente al interés que ha despertado el bore. No obstante, dentro del estudio de las ondas de gran amplitud generadas a sotavento del umbral de Camarinal y que se propagan hacia el océano Atlántico también se han descrito diferentes tipos. Por ejemplo, se distinguió entre dos tipos de trenes de ondas internas en su paso por Gibraltar, el primer tipo se caracterizaba por un decaimiento de la amplitud desde la cabeza del tren de ondas y una frecuencia de oscilación casi constante, mientras que el segundo tipo se caracterizaba por un aumento paulatino de la amplitud y de la frecuencia de oscilación seguido de una brusca disminución de la amplitud una vez alcanzado su valor máximo.

Por otro lado, también se distinguió dos estructuras de ondas internas. La primera la definió como un tren de ondas no lineales, con máxima amplitud en la cabeza del tren de ondas y con una velocidad de fase directamente relacionada con la amplitud de la onda, y la segunda como solitones de igual amplitud y velocidad. Esta segunda estructura, caracterizada por dos bandas de mar rugosas que siguen casi exactamente las crestas batimétricas del umbral de Camarinal, fue también detectada por La Violette y Lacombe (1988) y Bruno et al. (2002). Estos últimos observaron que la señal superficial asociada a este tipo de onda consistía en tres bandas de hervideros separadas a una distancia de $\sim$1 Km cada una y alineadas con el umbral de Camarinal. Las ondas permanecen allí, en una situación casi estacionaria, durante al menos cuatro horas hasta que el flujo saliente se debilita y las ondas se liberan propagándose hacia el Mediterráneo.

Sin embargo, la diferencia más importante con respecto al bore de Armi y Farmer (1988) radica en su mecanismo de generación. Según los estudios, estas ondas internas se desarrollan mediante procesos resonantes que tienen lugar durante la fase de flujo saliente (hacia el Atlántico) en mareas muertas, bajo condiciones hidráulicas subcríticas, mientras que el bore tiene lugar en mareas vivas, bajo condiciones hidráulicas críticas.

En los próximos capítulos, sólo nos centraremos en el estudio de las ondas internas de gran amplitud que se generan en el umbral de Camarinal y se propagan hacia el mar Mediterráneo.

## 7.4. Mareas

### 7.4.1. Datos históricos de mareas

A continuación podemos obtener las gráficas de bajamar, pleamar y carrera de mareas correspondiente al año 1998.

Como puede observarse, para este año la máxima pleamar es de 2,015 metros, la mínima bajamar de 0,309 metros y la carrera de marea ha oscilado entre una máxima de 1,497 metros y una mínima de 0,309 metros. Por otra parte, analizados una decena de años se ha observado que el rango de carreras de marea varía entre 1,55 metros y 0,25 metros.

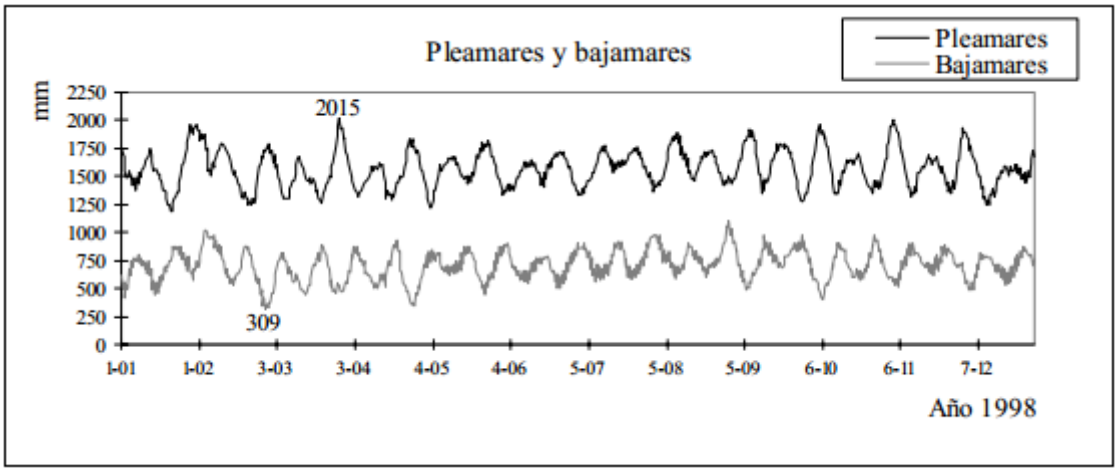



*Figura 7.5. Pleamares y bajamares de Tarifa*

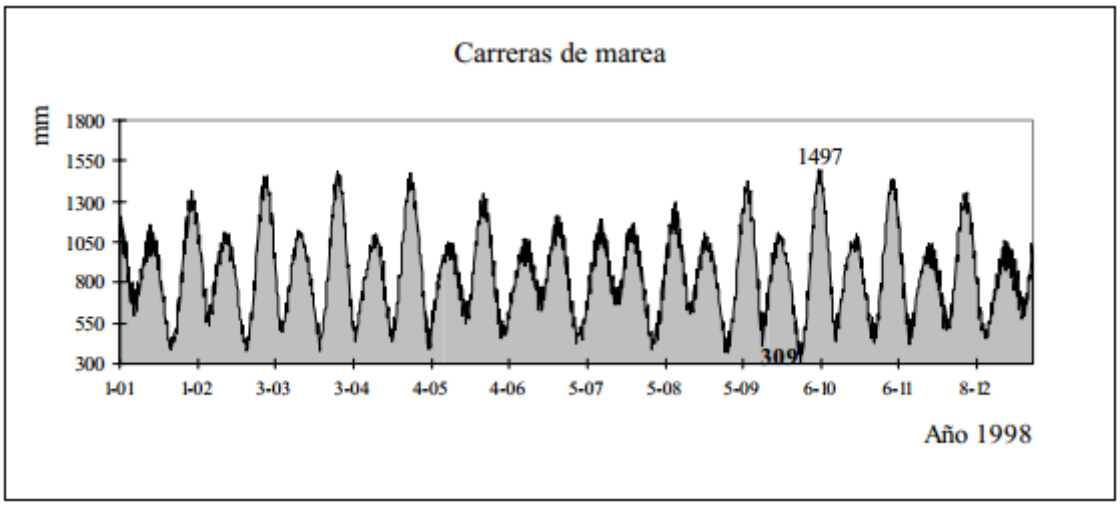



*Figura 7.6. Carrera de marea en Tarifa*

A continuación se muestra una carta de marea del estrecho de Gibraltar para la componente lunar M2, la más importante en el Estrecho de Gibraltar.

Esta componente determina en gran medida el comportamiento de la marea en esta zona, que como se puede observar, la amplitud aumenta de Este a Oeste, es decir del Mediterráneo hacia el Atlántico. En cuanto a la fase, que indica la dirección de propagación de la marea, se observa que la fase va creciendo de Tarifa hacia Tánger, pero no está claramente definida cuando nos fijamos en la dirección Este-Oeste.

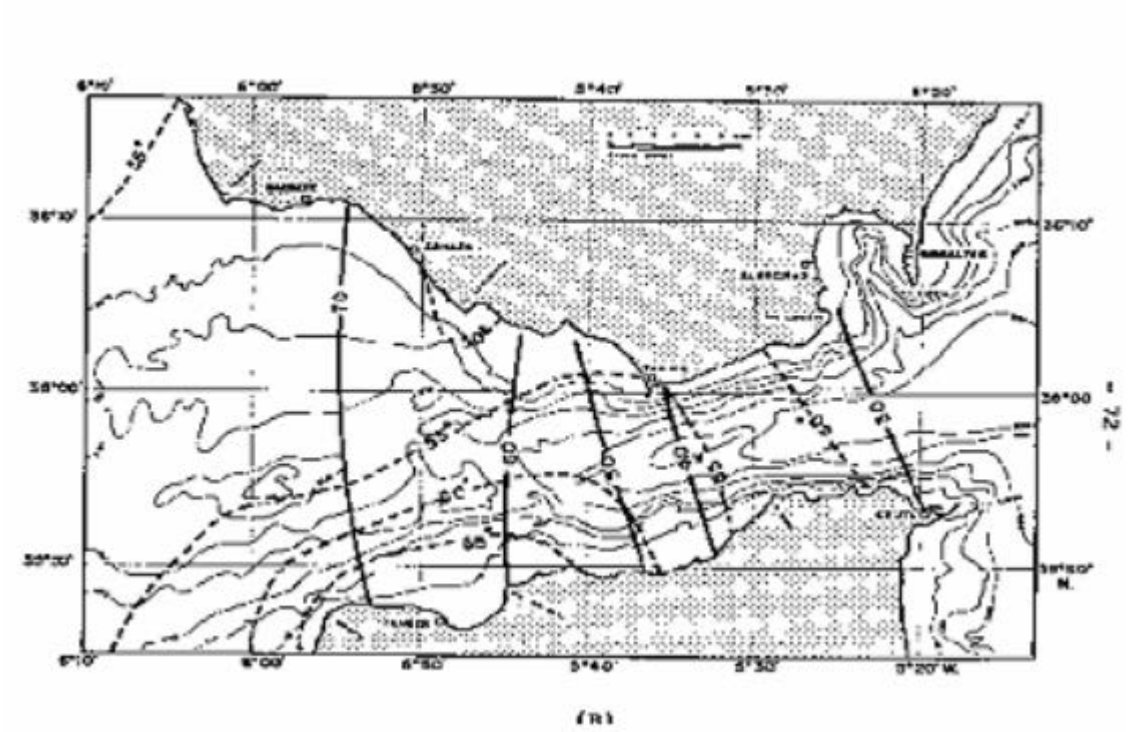


*Figura 7.7. Componente M2. Amplitud en centímetros (línea continua). Fase en grados (discontinua)*

### 7.4.2. Situación actual de las mareas y afección al presente proyecto

El conocimiento del comportamiento de las mareas en la zona de implantación del proyecto resulta de gran importancia, puesto que se trata de la característica más importante y más influyente en el correcto funcionamiento de las turbinas marinas.

Esta importancia reside en que son las corrientes marinas las encargadas del movimiento de los alabes en el fondo marino, con su correspondiente transformación de energía mecánica en energía eléctrica mediante su composición interna.

En la zona de implantación del proyecto encontramos corrientes marinas con valores en torno a 1,4 m/s, como se puede observar en la siguiente figura:

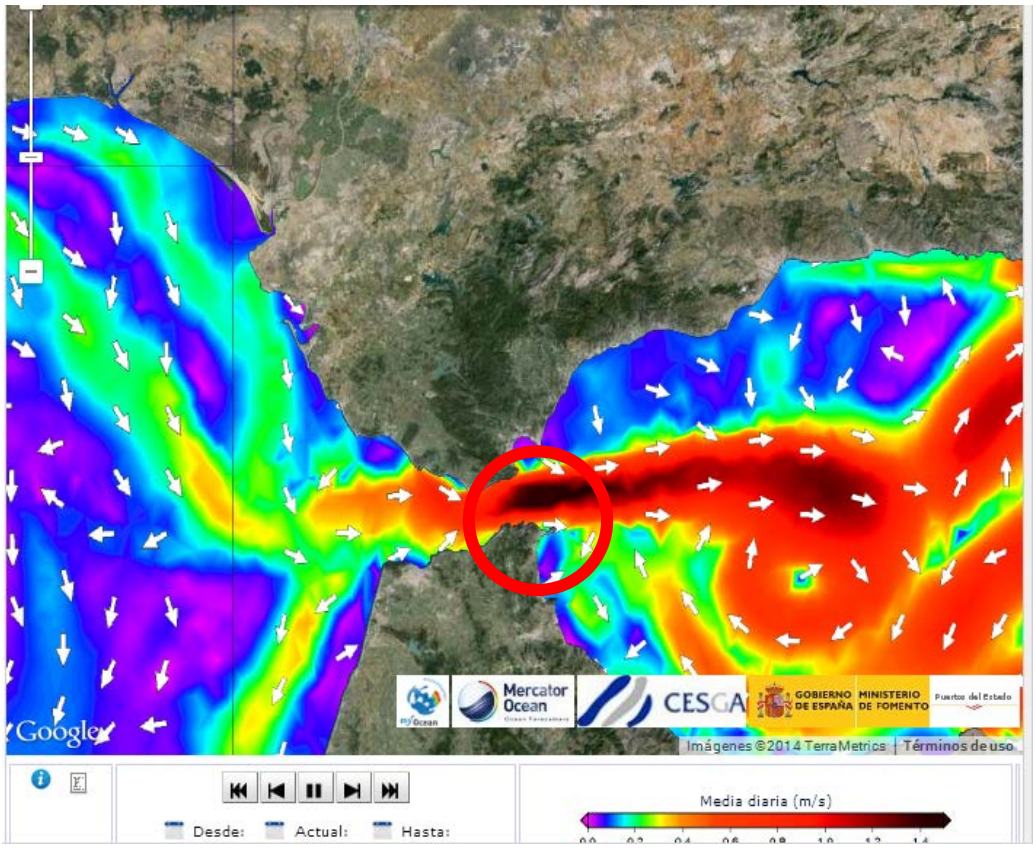



*Figura 7.8. Mapa de corrientes de marea*

Con velocidades en torno a 1,4 m/s se puede llegar a generar hasta 5 MW por el parque de turbinas marinas.

# ANEJO 8. **DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA**

*ANEJO 8.* ***DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA***

INDICE DE CONTENIDOS:

8. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA ..... 3
8.1. Introducción a la energía de las mareas (Tidal energy) ..... 3
8.1.1. Origen ..... 3
8.1.2. Potencial ..... 9
8.1.3. Costes ..... 11
8.1.4. Impacto ambiental ..... 13
8.1.5. Situación actual ..... 14
8.2. Tipos de tecnología ..... 18
8.2.1. Tipos de tecnologías mareomotrices ..... 18
8.2.2. La variante de la energía mareomotriz: Energía undimotriz ..... 28
8.3. Conclusión ..... **41.**

# 8. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

## 8.1. Introducción a la energía de las mareas (Tidal energy)

### 8.1.1. Origen

Las mareas son movimientos oscilatorios del nivel del mar, debido a las fuerzas de atracción gravitacional que la Luna y el Sol ejercen sobre las partículas líquidas de los océanos.

El comportamiento de las mareas y el desnivel de las mismas dependen de la posición relativa de la Tierra, el Sol y la Luna, que cambia cada día, y de la proporción mares-tierra (3:1), de su distribución geográfica, de la topografía local, de la profundidad de las cuencas oceánicas, de los fenómenos meteorológicos y otros factores.

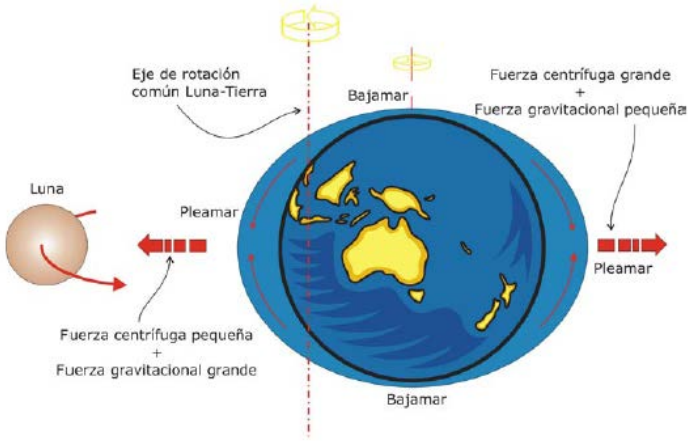



*Figura 8.1. Origen de las mareas*

Los mares y los océanos son inmensos colectores solares, de los cuales se puede extraer energía de orígenes diversos.

• La radiación solar incidente sobre los océanos, en determinadas condiciones atmosféricas, da lugar a los gradientes térmicos oceánicos (diferencia de temperaturas) a bajas latitudes y profundidades menores de 1000 metros.

• La alteración de los vientos y las aguas son responsables del oleaje y de las corrientes marinas.

• La influencia gravitacional de los cuerpos celestes sobre las masas oceánicas provoca mareas.

El primer proceso, el efecto centrífugo se debe al hecho que la Tierra y la Luna giran una respecto de la otra en el espacio, aunque debido a que la masa de la Tierra es casi 100 veces mayor que la masa de la Luna, el movimiento de la Luna es más aparente. Sin embargo, el eje de rotación relativa entre la Tierra y la Luna no se encuentra en el punto medio de la distancia que existe entre ambos cuerpos. Debido a que la Tierra es mucho mayor que la Luna, su centro común de rotación se encuentra más próximo a la Tierra que a la Luna; de hecho el eje pasa debajo de la superficie de la Tierra (figura 8.1). La rotación mutua alrededor de este eje produce una fuerza centrífuga relativamente mayor en los mares situados en el lado de la Tierra más alejado de la Luna, agrupándolos para producir una protuberancia (Pleamar). También existe una fuerza centrífuga más pequeña, dirigida hacia la Luna, que actúa en los mares que se encuentran enfrente de la Luna. Evidentemente, esta fuerza es más pequeña ya que la distancia desde la superficie de la Tierra al eje común de rotación, situado justo dentro de la superficie de la Tierra, es más pequeña.

El segundo proceso, el efecto gravitacional de atracción de la Luna, produce en los mares de la cara de la Tierra más cercana a la Luna una protuberancia (pleamar), mientras que los mares más alejados de la Luna experimentan una atracción lunar menor que la media.

En resumen, existen una pequeña fuerza centrífuga y una atracción lunar grande que actúan en los mares situados enfrente de la Luna, y una mayor fuerza centrífuga y una menor atracción lunar actuando en los mares situados en la otra cara de la Tierra. El resultado final, en base a este análisis, es que existe una simetría de fuerzas, pequeña y grande, en cada cara de la Tierra, que produce protuberancias de (en teoría) el mismo tamaño en cada cara de la Tierra. En la práctica, las protuberancias pueden diferir, debido, por ejemplo, a la inclinación del eje de la Tierra en relación a la órbita de la Luna y a los efectos topográficos locales.

Asimismo, en los mares situados en las zonas perpendiculares al eje de las mareas directas y opuestas se producen fases de marea baja o bajamar.

En la figura 8.2 se muestra como las fuerzas de atracción del Sol modifican el esquema básico representado en la figura 8.1.

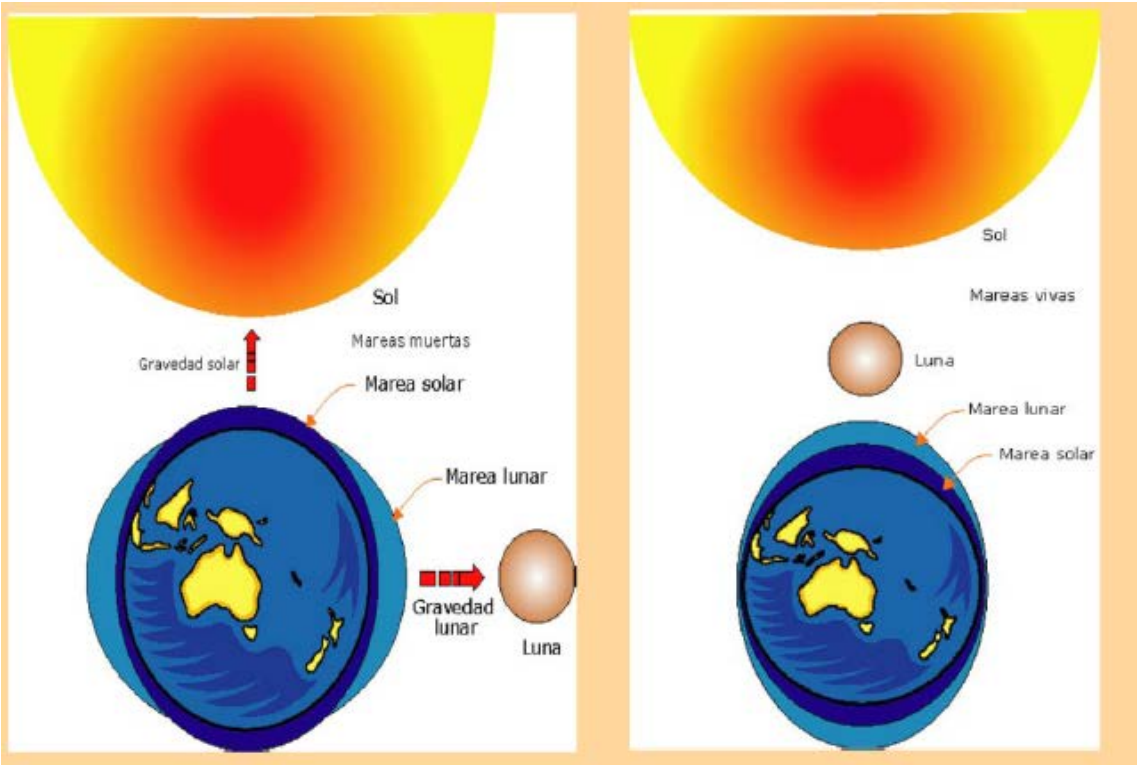



*Figura 8.2. Mareas vivas y mareas muertas*

Igualmente, el Sol provoca el ascenso de dos crestas de onda opuestas. Sin embargo, de acuerdo con la ley de la gravitación de Newton, la fuerza de atracción es proporcional a la masa e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre los objetos, por tanto, aunque la masa del Sol sea mayor (alrededor de 27 millones de veces la de la Luna), debido a que está unas 400 000 veces más lejos, su fuerza para crear mareas es un 46% menor que la Luna.

El resultado de la suma de las fuerzas ejercidas por la Luna y el Sol es una onda compuesta por dos crestas, cuya posición depende de las posiciones relativas del Sol y de la Luna en un instante dado.

De este modo, durante las fases de Luna nueva y llena, donde el Sol, la Luna y la Tierra están alineados, las ondas solar y lunar coinciden creando un estado conocido como mareas de primavera, mareas vivas o mareas de Sicigias. En este caso los efectos se suman, provocando pleamares más altas y bajamares más bajas que las mareas promedio.

Sin embargo, cuando la Luna está en el primer o tercer cuadrante, el Sol forma un ángulo recto con respecto a la Tierra que hace que las ondas queden sometidas a fuerzas opuestas del Sol y de la Luna, con lo cual la amplitud de las mareas es menor que el promedio. Este estado se conoce como el de marea muerta o marea de cuadratura, donde las mareas altas son más bajas y las mareas bajas son más altas que lo normal.

Las mareas de primavera y muerta se producen 60 horas después de las fases correspondientes de la Luna, este periodo se llama edad de la marea o de la fase de desigualdad.

Debido a los movimientos de rotación de la Tierra alrededor de su eje y de la Luna alrededor de la Tierra, existen mareas causadas tanto por el Sol como por la Luna (figura 8.2)

La amplitud de las mareas, es decir, la diferencia entre los niveles más alto (pleamar) y más bajo (bajamar), suele ser pequeña en medio del océano, pero puede alcanzar en determinados puntos del globo terráqueo, tales como la Bahía de Fundy (Canadá), hasta 20 metros.

La amplitud de las mareas da lugar a que el agua de los mares contenga energía cinética. Esta energía, denominada mareomotriz, se puede utilizar mediante la construcción de diques que cierran una bahía para conseguir recoger y almacenar el agua cuando sube la marea. El agua marina se retiene mediante compuertas hasta la bajamar y se libera en las horas intermareales para que, aprovechando la energía potencial originada por el desnivel mar-dique, puedan accionar las turbinas que, acopladas a un generador eléctrico, producen electricidad. La energía mareomotriz y la hidráulica tienen un origen diferente, ya que la primera se produce como consecuencia de atracción gravitacional del Sol, y principalmente de la Luna, y la segunda se origina con el ciclo hidrológico, sin embargo, respecto a la tecnología del aprovechamiento, podría decirse que ambas presentan una gran similitud.

En la mayoría de las costas del mundo se producen dos mareas altas y dos mareas bajas cada día. Por lo tanto, en el caso de disponer de una bahía acondicionada, está se llenará y vaciará diariamente en dos ocasiones.

### 8.1.2. Potencial

La amplitud de mareas no es la misma en todos los lugares. Es nula en algunos mares interiores, como en el Mar Negro, entre Rusia y Turquía; de escaso valor en el Mediterráneo, en el que solo alcanza entre 20 y 40 centímetros. Asimismo, es débil en el océano Pacífico. Por el contrario, alcanza valor notable en determinadas zonas del océano Atlántico, en el cual se registran las mareas mayores. Así, en la costa meridional Atlántica de la República Argentina, en la provincia de Santa Cruz, alcanza la amplitud de 11 metros, de tal modo que en Puerto Gallegos los buques quedan en seco durante la marea baja.

Pero aún son más altas las mareas de determinados lugares, tales como en las bahías de Fundy y Frobisher, en Canadá (19 metros), en el estuario del río Servern (13,6 metros), en Gran Bretaña, y en las bahías de Mont-Saint-Michel (12,7 metros) y el estuario de Rance (13 metros), en Francia.

La potencia asociada a las mareas se estima del orden de 3TW. Sin embargo, para el aprovechamiento eficaz de la energía mareomotriz es necesario que la amplitud de las mareas sea al menos de cinco metros y que exista una bahía apropiada para la recogida y almacenamiento del agua en las pleamares. Además, la potencia disponible en las costas se reduce a valores del orden de 1TW, ya que, teniendo en cuenta las pequeñas amplitudes de las mareas comparadas con los saltos de los aprovechamientos hidroeléctricos, es necesario disponer de grandes volúmenes de agua y, por tanto, se precisan grandes desarrollos en las anchuras de los diques. Estas condiciones se reúnen en pocos lugares en el mundo (figura 8.4), por tanto, se estima que la potencia mareomotriz económicamente viable, teniendo en cuenta que el rendimiento de estas centrales no superará el 25%, se cifra alrededor de los 15GW.




*Figura 8.4. Lugares del mundo con recursos mareomotrices*

Para medir los niveles de las mareas con el propósito de estimar su potencial se ha de tener en cuenta que el océano está sometido a diversas fuerzas, como las influencias gravitatorias de los astros, los vientos predominantes, la densidad variable de las masas de agua, etc. Además se ha de considerar que el nivel del mar es diferente en los distintos océanos: es más alto en la costa del Océano Pacífico que en la del Atlántico, diferencia que puede deberse a la menor densidad del agua del Pacífico, e influye en la intensidad de las mareas.

Aunque las mediciones de las mareas pueden llevarse a cabo de una manera muy simple, por ejemplo, utilizando una regla graduada en un lugar poco profundo de la costa, en la actualidad se cuenta con métodos de mayor precisión, y se han construido dispositivos de medición llamados mareógrafos (figura 8.5), los cuales pueden estar colocados en los buques oceanográficos o en boyas para registrar los cambios de marea.

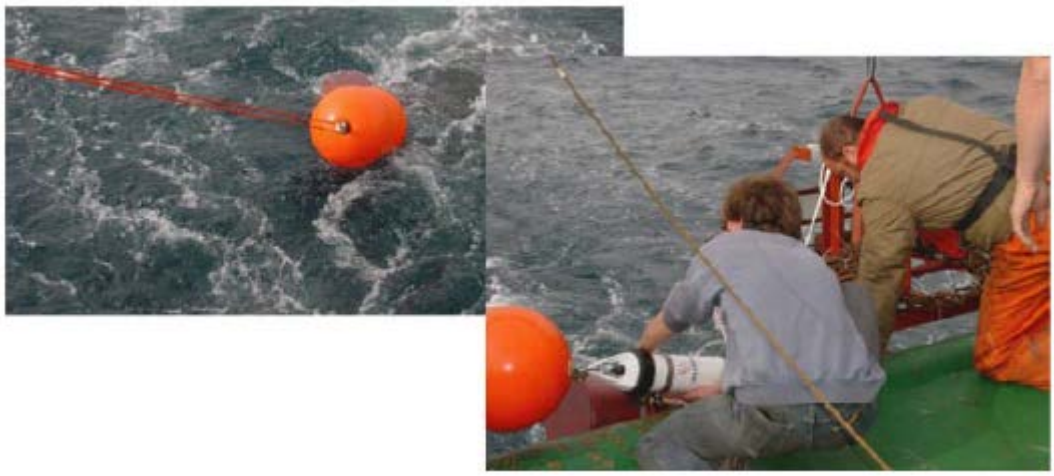


*Figura 8.5. Medición de las mareas*

Las mediciones de las mareas permiten calcular su frecuencia y magnitud, con lo cual pueden efectuarse estimaciones de su comportamiento. Hasta hace pocos años, los aparatos para predecir las mareas eran mecánicos; ahora se utilizan computadoras electrónicas que hacen el trabajo de manera más rápida y eficiente y se programan para que impriman automáticamente las tablas de marea.

### 8.1.3. Costes

El obstáculo para la explotación de esta fuente energética no solo es el operacional, sino que el económico también juega un papel primordial.

El periodo durante el cual se puede generar energía es menor que el de un sistema convencional. Si se quisiera operar durante los ciclos de marea con una capacidad instalada de 8,6GW (capacidad propuesta para instalar en el estuario del río

Severn, Gran Bretaña), aproximadamente, solo se podría ofrecer la misma "equivalente capacidad" de una planta convencional de 1 ó 2GW. Por tanto, se necesita invertir en equipos de gran capacidad que solo se usan intermitentemente para reemplazar una cantidad limitada de la energía generada por una planta convencional.

Es decir, las instalaciones mareomotrices tienen un relativamente alto costo en relación a la energía producida, si se comparan con la mayoría de los otros tipos de plantas eléctricas. Por tanto, se requiere mucho tiempo para recuperar el valor de la inversión.

Por ello, se suele señalar que esta fuente de energía es sólo aprovechable en caso de mareas altas y en lugares en los que el cierre no suponga construcciones demasiado costosas. Sin embargo, la central de la Rance (Francia), aunque supuso la construcción de una relativamente cara presa, los costes de la energía generada eran comparables, en 1989, a los producidos por las plantas nucleares francesas.

Teniendo en cuenta que la vida de estas instalaciones pueden superar los 75 años, y que los costes de operación (combustible) son nulos, cuando los combustibles fósiles y los precios de la energía nuclear aumenten es posible que los proyectos de instalaciones mareomotrices sean más atractivos. En la actualidad, la energía de las mareas se presenta como una opción poco atractiva desde el punto de vista económico.

### 8.1.4. Impacto ambiental

La energía mareomotriz tiene la cualidad de renovable, en tanto que la fuente de energía primaria no se agota por su explotación, y limpia, ya que en la transformación energética no se producen subproductos contaminantes gaseosos, líquidos o sólidos. Sin embargo, la limitación para la construcción de estas centrales (localización puntual y potencia limitada), no solamente se centra en el mayor coste de la energía producida, sino, en el impacto ambiental negativo que generan en algunos de los más ricos e importantes ecosistemas, como son los estuarios y las marismas.

### 8.1.5. Situación actual

Difícilmente la energía mareomotriz podrá ser una importante fuente de energía a nivel general porque pocas localidades reúnen los requisitos para construir un sistema de este tipo. El aprovechamiento de este tipo de energía del mar está frenado por la modificación del paisaje y el impacto ecológico, ya que la mayoría de las centrales necesitarían de mucho espacio. Hasta la fecha el desarrollo tecnológico de esta energía es escaso ya que necesitan de un alto coste económico.

Actualmente, la utilización de estas energías presenta grandes inconvenientes técnicos debido a la dificultad de encontrar materiales bastante ligeros y resistentes a la corrosión.

En el verano de 1966 se puso en marcha la primera planta de energía mareomotriz situada en el río Rance (figura 8.6), en el noroeste de Francia. Una presa de 725m de longitud separa el estuario del mar abierto y crea una cuenca de 22km2, la cual permite almacenar 184 millones de m3 de agua. Tiene una esclusa para la navegación, una central con 23 turbinas de bulbo y seis aliviaderos, y es capaz de generar 230MW



Figura 8.6. Planta de energía mareomotriz en el río Rance (Francia)

Asimismo, en 1968 se puso en funcionamiento en la bahía de Kislaya, (antigua URSS) un prototipo de central mareomotriz de pequeña potencia (8MW).

En China, ocho centrales con una capacidad total de 6.210 kilovatios explotan la energía mareomotriz. En Canadá, la central de Anápolis es capaz de generar 20MW.

En 1977 se inició el estudio de un proyecto para instalar en el estuario del río Severn, Gran Bretaña, una central mareomotriz de una capacidad instalada de 8,6GW (216 turbinas). Con un dique de 15,9Km de longitud, lo que suponía 480km2 de área encerrada, se estimaba obtener una energía media anual de 17TWh. (En la figura 23.16 se muestra un esquema del proyecto realizado por un artista).Sin embargo, los costos de construcción, que se elevaban a aproximadamente 12.500 millones de euros en abril de 1988, la existencia en el entorno de fuentes convencionales que cubrían la demanda

energética de la región, así como las discusiones sobre los impactos ambientales, descartaron su construcción.



*Figura 8.7. Propuesta de central mareomotriz en el rio Severn (Gran Bretaña)*

Algunos proyectos de centrales mareomotrices que se iniciaron en diversos lugares, tales como la bahía de Fundy (Canadá), en 1966, y la bahía de Saint-Michel (Francia), en 1965, fueron descartados, a pesar de ser técnicamente viables, debido a inviabilidad económica en el momento en que fueron analizados.

En Rusia, Canadá, República Popular China, Argentina, Corea y Australia, existen perspectivas de instalación de centrales mareomotrices.

A pequeña escala, en el norte de Noruega se ha empezado a disponer de electricidad gracias a la apertura de una planta submarina que aprovecha como fuente

primaria de energía la fuerza de las corrientes marinas originadas por las mareas. La planta está situada en el canal de Kvalsund, cerca de la ciudad de Hammerfest, un lugar en donde se producen diferencias de más de diez de metros entre la pleamar y la bajamar (figura 23.17)

Esta oscilación mueve las palas de varias turbinas submarinas, similares a las de los parques eólicos, que están ancladas al fondo marino y que se posicionan siempre frente a la corriente. La electricidad generada es inyectada en la red de distribución local.

El parque submarino tiene capacidad para producir 700.000 kWh de energía al año, suficiente para abastecer las necesidades de alrededor de 30 viviendas.

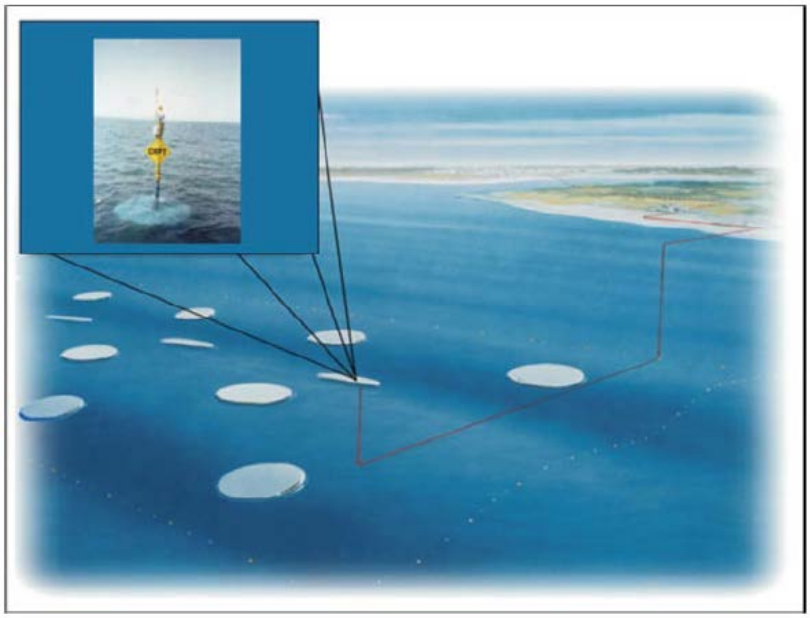


*Figura 8.8. Aprovechamiento de la energía de las corrientes marinas (canal de Kvalsund-Noruega)*

## 8.2. Tipos de tecnología

### 8.2.1. Tipos de tecnologías mareomotrices

Los principios físicos y de ingeniería de la generación de potencia utilizando las mareas son relativamente sencillos. Diques, construidos en estuarios adecuados, se diseñan para extraer energía de la subida y bajada de las mareas, utilizando turbinas localizadas en conductos que atraviesan los diques. La energía potencial, originada por la diferencia del nivel del agua en los diques, se convierte en energía cinética debido al rápido movimiento del agua al pasar a través de las turbinas. Las palas o álabes de las turbinas, al girar, convierten la energía cinética del agua en mecánica de rotación, la cual permite accionar un generador para producir electricidad.

Además de los temas básicos de localización y orientación de los diques, existe un segundo conjunto de factores que influyen en la potencial energía generada por estos sistemas. Estos están relacionados con la forma de funcionamiento.

Una central mareomotriz puede diseñarse para operar de distintas formas, las cuales dependen del número de ciclos y del sentido de aprovechamiento de las mareas.

Cuando la instalación se diseña para aprovechar la energía únicamente en la etapa de vaciado de un estuario, es decir, durante la bajamar, se dice que ésta opera en un ciclo elemental de simple efecto (figura 8.9). Esta forma de operar limita la energía eléctrica generada, ya que solamente se aprovecha el flujo de agua en un sentido: del estuario al mar. Por tanto, solamente se aprovechan los dos periodos diarios en que se vacía el estuario. Es decir, entre tres y seis horas, como mucho, en cada ciclo.

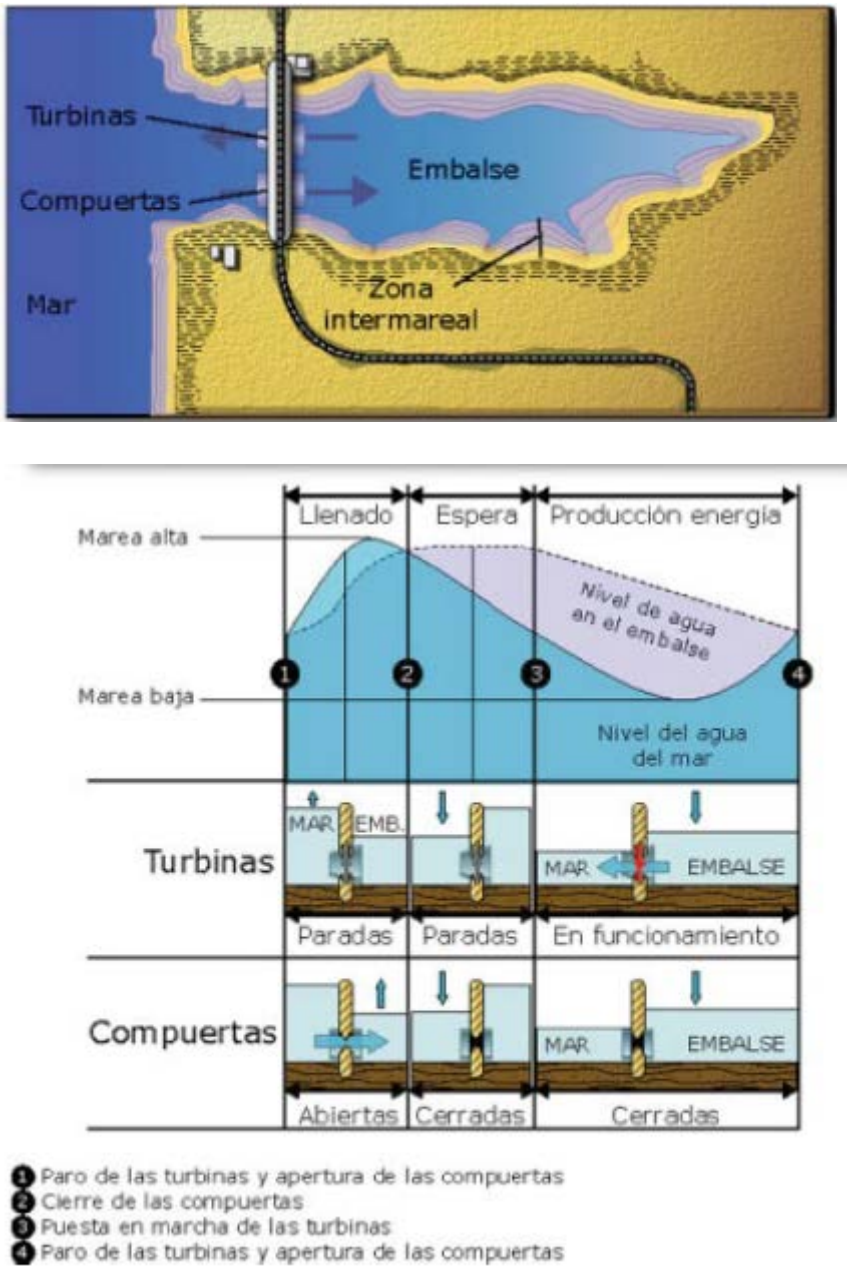



*Figura 8.9. Esquema conceptual de una central mareomotriz de ciclo elemental de simple efecto*

Con el propósito de incrementar el periodo de generación eléctrica se han diseñado centrales que aprovechan mejor la energía de las mareas.

*Esquemas conceptuales*




*Figura 8.10. Central mareomotriz de ciclo elemental de doble efecto*

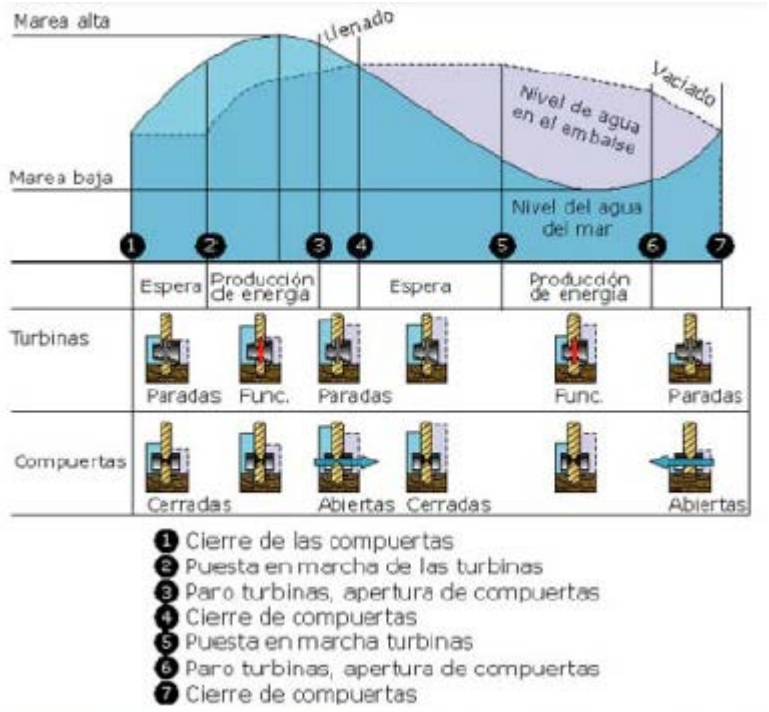



*Figura 8.11. Esquema fundamental de funcionamiento*

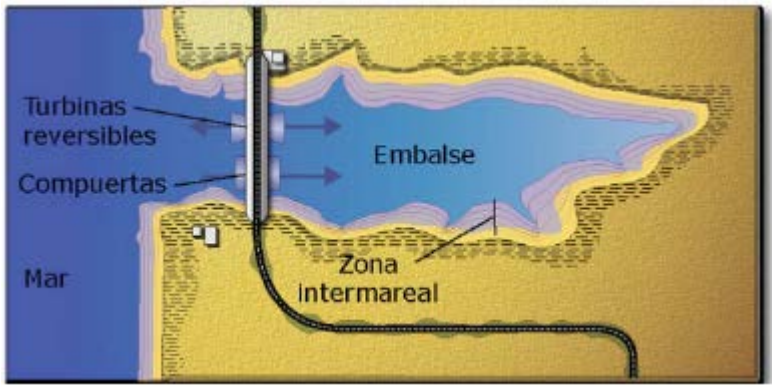



*Figura 8.12. Central mareomotriz de ciclo elemental de doble efecto con turbinas de doble sentido (reversibles)*

Con este objetivo se han diseñado instalaciones que operan según un ciclo elemental de doble efecto. Este tipo de instalaciones aprovechan la energía del agua en dos sentidos: al entrar en el estuario y al salir del mismo. Para ello se recurre al empleo de canalizaciones de entrada y canalizaciones de salida (figura 8.10), o a la utilización de un único tipo de canalizaciones, pero equipadas con turbinas que pueden trabajar en los dos sentidos (figura 8.12)

Las instalaciones de ciclo múltiple utilizan varios embalses y tienen como objetivo paliar los valles de producción energética que se producen en las instalaciones de ciclo elemental.

Existen muchas propuestas de diseño de embalses múltiples, todas ellas encaminadas a adecuar la producción energética a las horas de demanda. En la figura 8.13 se muestra una instalación de dos embalses. En el dique que separa el embalse superior del mar existen unas compuertas que facilitan la entrada de agua para su llenado, entre la marea media y la marea alta, y que se cierran entre la marea media y la marea baja. Asimismo, se puede observar en la figura 8.13 que la salida del agua hacia el mar se lleva a cabo por las compuertas ubicadas entre el embalse inferior y el mar.

Estas compuertas permanecen cerradas entre la marea media y la marea alta, abriéndose en el periodo comprendido entre la marea media y la marea baja. Las turbinas y generadores encargados producir la energía eléctrica se encuentran ubicadas en el dique que separa ambos embalses.

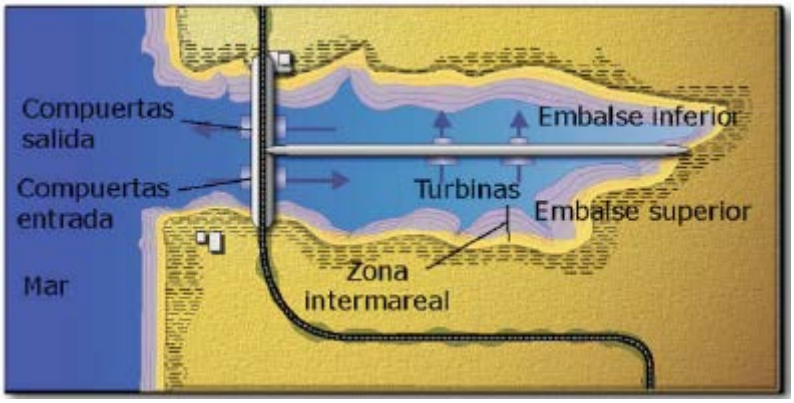



*Figura 8.13. Esquema conceptual de central mareomotriz de ciclo múltiple*

Al igual que en las instalaciones hidroeléctricas, también en las instalaciones mareomotrices pueden utilizarse turbinas reversibles, las cuales pueden funcionar como bombas en un sentido y como turbinas en el otro. De esta forma cuando exista un exceso de energía puede emplearse para bombear agua desde el mar hacia los embalses, aumentando así el nivel para disponer de agua extra para la subsiguiente fase de generación.

Cualquiera que sea la configuración elegida para una central mareomotriz, los componentes básicos son los mismos: turbinas, diques, compuertas, generadores eléctricos, subsistema de control e infraestructura de transporte de la energía eléctrica generada.

Debido a las peculiares características de las centrales mareomotrices, donde los saltos son relativamente pequeños, las turbinas más adecuadas son las de hélice de flujo axial y de alta velocidad.

Tres son los tipos de turbinas más aceptados: la turbina de bulbo axial, la cual se instala junto con el generador eléctrico en un habitáculo en forma de bulbo situado en el conducto de paso del agua (figura 8.14); la turbina Kaplan tubular, la cual se conecta al generador que se encuentra en el exterior del conducto de flujo del agua (figura 8.15); y la turbina de rotor anular, la cual lleva integrado el generador eléctrico alrededor del rodete de sus álabes, constituyendo ambos una unidad compacta (figura 8.16).

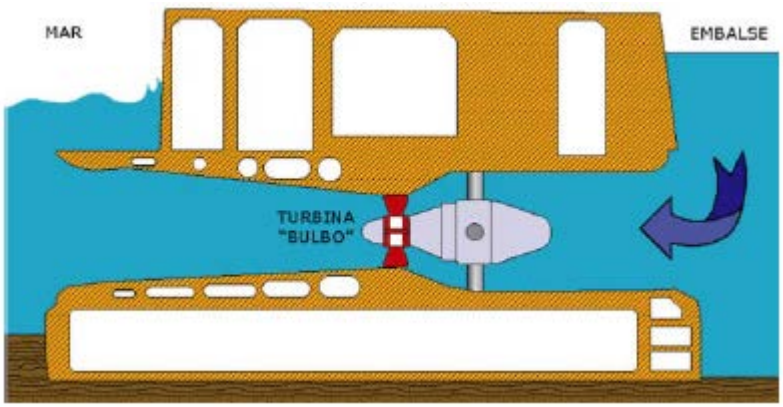



*Figura 8.14. Turbina de bulbo axial*

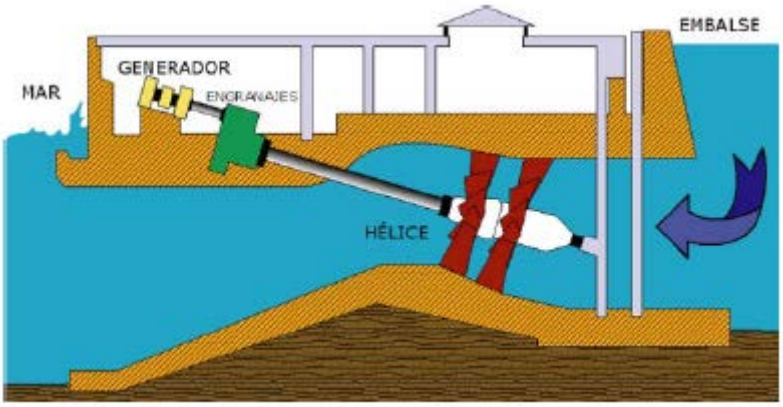



*Figura 8.15. Turbina Kaplan Tubular*

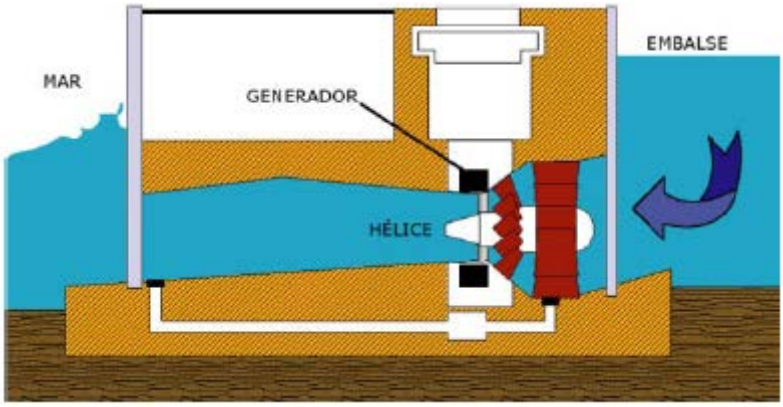



*Figura 8.16. Turbina de rotor anular*

También existe la posibilidad de aprovechar las corrientes de marea, es decir, los movimientos horizontales del agua que se aprecian a lo largo de las costas, rías, bahías, estuarios, fiordos, etc., producidos por las subidas y bajadas de las mareas. Estas corrientes de superficie pueden intensificarse como consecuencia de los efectos de concentración en canales estrechos.

Para aprovechar la energía cinética de este tipo de corrientes se han diseñado dispositivos simples, parecidos a los rotores de las turbinas eólicas, que se sumergen en el mar a profundidades comprendidas entre 20 y 30 metros.

Se han realizado instalaciones experimentales, tales como el denominado "Proyecto Seaflow" con el propósito de demostrar que la energía de las mareas es una fuente válida para obtener electricidad.

El prototipo construido en el "Proyecto Seaflow" de una potencia nominal de 300kW, dispone de una hélice debajo del agua que funciona en un solo sentido. La hélice está sujeta a una estructura que se apoya en el fondo, aunque el dispositivo sobresale del nivel del agua (figura 8.17). El movimiento de la hélice se transmite mediante unos engranajes al generador que está en l parte de arriba (eso simplifica el mantenimiento).



*Figura 8.17. Turbina del "Proyecto Seaflow"*

El transporte de la energía eléctrica hasta la costa se efectúa a través de un cable sumergido que sale del fondo de la estructura.

A la vista de los esperanzadores resultados obtenidos con este prototipo se está diseñando otro mayor (1MW), de dos hélices, que opera en ambos sentidos (figura 8.18.)



*Figura 8.18. Turbina de dos hélices que opera en ambos sentidos*

Sin embargo, el objetivo final es instalar un parque sumergido de este tipo de máquinas (figura 8.19)



*Figura 8.19. Parque de turbinas*

En los últimos años, se ha estado desarrollando la implantación de turbinas marinas sin estructuras sujetas al exterior, ancladas al fondo y conectadas entre sí mediante líneas para transportar la energía generada al exterior.



*Figura 8.20. Parque de turbinas en el fondo marino*

Esta última tecnología es la desarrollada en el presente proyecto, ya que es la menos perjudicial para el desarrollo de la vida, puesto que no se aprecia desde la superficie por estar situadas a 50 m de profundidad y no causa ruidos molestos para los habitantes de las localidades cercanas.

### 8.2.2. La variante de la energía mareomotriz: Energía undimotriz

La energía undimotriz, u olamotriz, es la energía que permite la obtención de electricidad a partir de energía mecánica generada por el movimiento de las olas. Es uno de los tipos de energías renovables más estudiada actualmente, y presenta enormes ventajas frente a otras energías renovables debido a que en ella se presenta una mayor facilidad para predecir condiciones óptimas que permitan la mayor eficiencia en sus procesos. Es más fácil llegar a predecir condiciones óptimas de oleaje, que condiciones óptimas en vientos para obtener energía eólica, ya que su variabilidad es menor.

Se trata de la variante de la energía mareomotriz, ya que su aprovechamiento es muy similar de las características propias de las mareas, corrientes, etc.

Actualmente esta energía ha sido implementada en muchos de los países desarrollados, logrando grandes beneficios para las economías de estos países, debido al alto porcentaje de energía que suple con relación al total de energía que demandan al año.

En Estados Unidos. Se estima que en Estados Unidos alrededor de 55TWh por año son suplidos por energías provenientes del movimiento de las olas. Dicho valor es un 14% del valor total energético que demanda el país al año.

En Europa. Se sabe que en Europa alrededor de 280TWh son provenientes de energías generadas por movimiento de las olas.

### *8.2.2.1. Tipos de tecnologías undimotrices*

Los dispositivos que permiten obtener energía eléctrica de las olas se pueden clasificar en dos grupos: fijos y flotantes.

- *Dispositivos fijos.*

Son los instalados a lo largo de la línea costera (en la rompiente de la ola) o fijados al lecho marino en aguas poco profundas. Algunas de sus ventajas sobre los dispositivos flotantes están básicamente en el mantenimiento. Una desventaja es la limitada cantidad de lugares para su instalación. Normalmente son estructuras grandes y pesadas. Ejemplo de estos equipos son:

-**Oscillating Water Column OWC** (Columna oscilante de agua): Cuando la ola entra en la columna obliga al aire a pasar por la turbina e incrementa la presión dentro de la columna. Cuando la ola sale, el aire pasa nuevamente por la turbina y debido a la disminución de la presión de aire en el lado del mar de la turbina. Se observa que sin importar la dirección de la columna de aire, la turbina gira en el mismo sentido.




*Figura 8.21. Oscillating Water Column*

-**TAPCHAN** (Tapered Channel Wave Power Device): Consiste en un embalse construido sobre un acantilado que es alimentado a través de un canal estrechado. Este estrechamiento genera un aumento de la amplitud de la ola al acercarse a la pared del acantilado. Las olas eventualmente se desbordan sobre las paredes del canal dentro del embalse. La energía cinética de la ola que se mueve se convierte en energía potencial cuando se almacena en el embalse. Cuando el agua se descarga a través de una turbina (Kaplan), se produce la generación de electricidad.

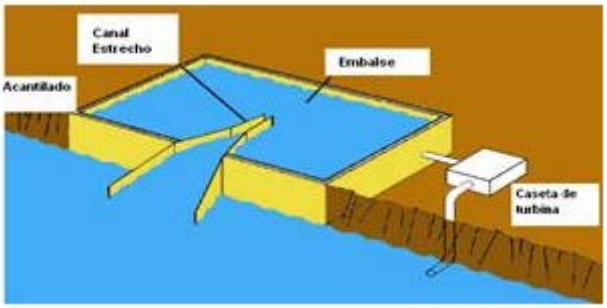



*Figura 8.22. TAPCHAN*

-**WAVE ROLLER**: Consiste en una placa atada al fondo marino que oscila hacia adelante y atrás a través de una bisagra con el movimiento de las olas bajas.

La energía cinética producida se colecta con una bomba de pistón y puede ser convertida en electricidad mediante un generador unido al dispositivo o por un sistema hidráulico cerrado en combinación con un sistema de generador/turbina. Es un sistema modular (la capacidad de la planta depende de la conexión de una cantidad determinada de dispositivos o módulos). Por tanto, su capacidad puede ser aumentada gradualmente.

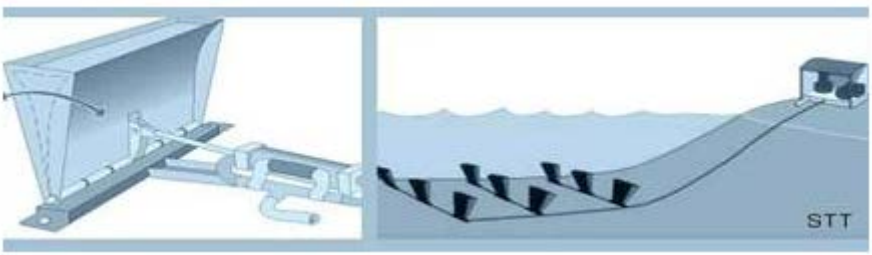



*Figura 8.23. WAVE ROLLER*

-**Sistema SDE**: Utiliza el movimiento de las olas para la producción de presión hidráulica para, con una turbina generar electricidad. El sistema es optimizado según la velocidad envergadura, profundidad, altura y caída de la ola, además del flujo de retorno producido cuando la ola rompe. En la actualidad funciona un sistema en Israel con un promedio de potencia de 40 kW.



*Figura 8.24. SDE*

**-Sistema CETO**: Consiste en un conjunto de boyas ancladas al fondo marino y sumergidas. El movimiento axial de la boya se convierte en un bombeo que succiona agua de mar, impulsándola a la costa y debido a la alta presión con que llega, se mueve una turbina Pelton para la generación de electricidad.

Actualmente se está perfeccionando el desarrollo del sistema, contemplándose la instalación de una granja submarina de boyas con CETO.

Otra opción que el sistema CETO presenta es la de almacenar en tierra agua marina a objeto de ser desalinizada para consumo humano.

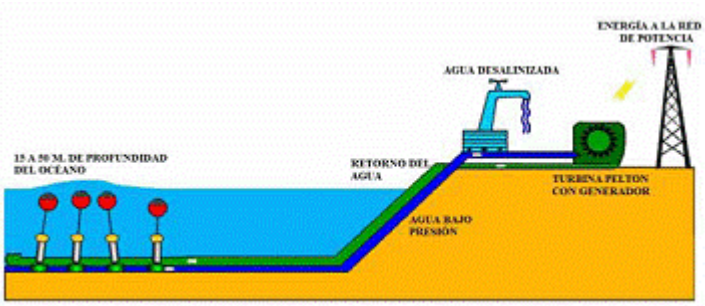



*Figura 8.25. Sistema CETO*

-**Sistema SSG Wave Energy**: Es un convertidor de la energía de las olas basado en el llenado de tres tanques, colocados uno sobre otro y que se llenan cuando la altura de las olas sobrepasa las paredes de los tanques. La energía potencial de esta agua almacenada es convertida en energía cinética al pasar por una turbina, para generar energía eléctrica. El uso de varios tanques mejora notablemente el rendimiento, cuando se compara, por ejemplo, con el TAPCHAN. Aún está en etapa de diseño. (Wave Energy).

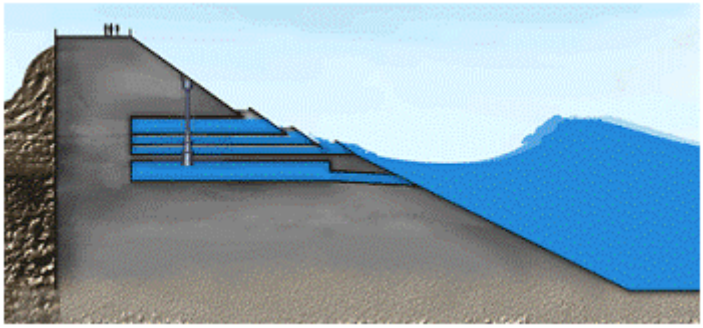


*Figura 8.26. Sistema SSG Wave Energy*

-**ORECON** (columna de agua oscilante con cámara de multiresonancia): El generador se encuentra solidario a un flotador, el cual está anclado al fondo marino. Posee una cámara en donde el agua sube y baja como consecuencia del movimiento de las olas.

Debido a un sistema de válvulas, se obliga al aire a pasar a través de una turbina siempre en el mismo sentido, obteniéndose energía eléctrica de ella.

Como el dispositivo no tiene partes móviles, es sumamente robusto frente a los embates marinos. En la actualidad se encuentra en etapa de desarrollo, esperándose que tan sólo una unidad sea capaz de producir alrededor de 1 MW.

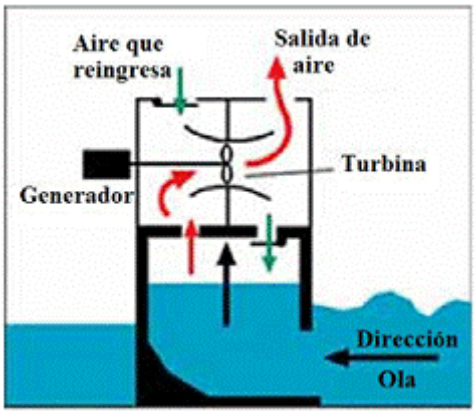



*Figura 8.27. ORECON*

- *Dispositivos flotantes.*

Los dispositivos de generación de energía eléctrica undimotriz de tipo flotante son sistemas que flotan en el océano cerca de la costa (offshore), sobre la superficie o sumergidos. Los dispositivos más comunes son;

-**Pelamis** (Serpiente Marina): Es quizás, uno de los dispositivos más ampliamente exitoso y con un futuro brillante. Es una máquina semisumergida y modular de forma que los módulos están unidos con bisagras, cuyo movimiento es resistido por arietes que bombean aceite a alta presión a través de motores hidráulicos, acoplados a generadores eléctricos.

El prototipo tiene un largo de 120 m de largo y 3,50 m de diámetro, es capaz de generar una potencia de 750 kW con tres módulos generadores de 250 kW cada uno. La estructura se mantiene en posición por un sistema de anclaje al fondo marino.




*Figura 8.28. Pelamis*

-**Salter Duck** (Pato de Salter): Es un sistema que rota con un movimiento de cabeceo a medida que pasa la ola, bombeando fluido hidráulico para activar un motor hidráulico acoplado a un generador eléctrico. Es un dispositivo muy eficiente.

Se montan alineados con la cresta de la ola. El dispositivo tiene la capacidad de convertir la energía cinética y potencial de la ola en energía mecánica, con lo que el nivel de absorción de energía es alto (teóricamente sobre el 90%).

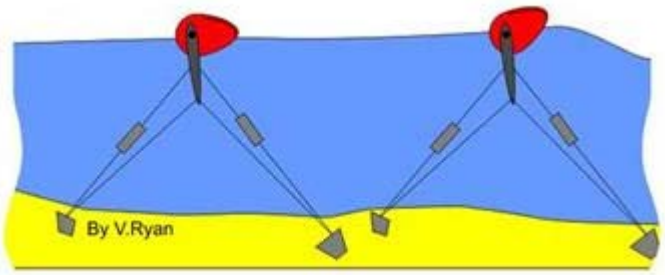



*Figura 8.29. Salter Duck*

-**Wave Dragon** (Dragón de las olas): Es un dispositivo flotante grande. Es una construcción con un peso de unas 150 toneladas (más unas 87 toneladas de agua en los reservorios), de 250 metros de largo, con un par de aletas de unos 126 metros de largo que permite concentrar el agua de las olas incidentes sobre la estructura hacia una rampa, para ser almacenada a objeto de hacer girar una serie de turbinas acopladas a generadores energía eléctrica.

El agua se conserva a un nivel por encima de la superficie del mar, lo que permite usar la energía potencial para hacer girar las turbinas.

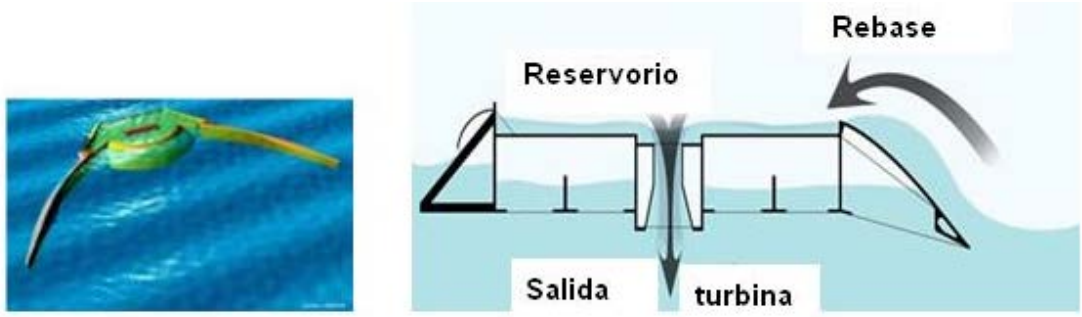



*Figura 8.30. Wave Dragon*

-**Archimedes Wave Swing** (Oscilador de Olas de Arquímedes) AWS: El principio de funcionamiento del dispositivo se basa en el principio de Arquimedes para la generación de energía eléctrica (250 kW por unidad).

El aparato está formado por dos cilindros. El inferior fijado al fondo del mar y el superior que se mueve verticalmente según la incidencia de las olas.

En las paredes del cilindro superior están fijados unos imanes, que se desplazan con su movimiento, a lo largo de una bobina, para producir electricidad. El interior del AWS está lleno de aire y cuando se mueve hacia abajo lo presuriza, generando una reacción que hace que el mismo suba cuando la presión de la ola disminuye. El AWS está totalmente sumergido en el agua (40 a 100 metros) por lo que no utiliza la ola superficial para la generación de energía. En la actualidad se piensa en el montaje de un conjunto de unidades para generar 50 MW.



*Figura 8.31. Archimedes Wave Swing*

*Dispositivos de boyas*: Son quizás de los más comunes y fáciles de implementar. Básicamente consiste en una boya que sube y baja con la ola mientras una de sus partes se encuentra anclada, normalmente, al fondo del mar. Este movimiento vertical hace que se produzca la generación de energía eléctrica. Algunos de estos dispositivos se muestran en las figuras subsiguientes.

**-Power Buoy** (Boya de Energía): La energía AC generada se convierte en DC de alta tensión y se envía a la costa a través de cables submarinos. La figura muestra el dispositivo denominado Power Buoy (Boya de Energía) de Ocean Power Technologies (OTP), año 2005.

Un flotador en forma de disco reacciona contra un cuerpo cilíndrico sumergido y terminado en su borde inferior por una placa horizontal amortiguadora grande cuya función es aumentar la inercia a través de la masa agregada de agua circundante. El movimiento relativo entre ambos cuerpos es convertido en energía eléctrica por medio de un PTO (Power Take-off mechanism (mecanismo de toma de potencia).



*Figura 8.32. Power Buoy*

-**Searaser**: El dispositivo aprovecha la energía de las olas en la costa para bombear agua tierra adentro, lo cual puede ser aprovechado para ser utilizada para pequeñas centrales hidráulicas para la generación de electricidad. El dispositivo no requiere ningún tipo de aporte de energía eléctrica exterior y utiliza la energía potencial, regresando al mar el agua. Los costos de mantenimiento son muy bajos. Las pruebas realizadas han obtenido elevaciones del agua de hasta 50 metros. Actualmente se trabaja para lograr alturas de 200 metros. Otra utilidad es la de usar el agua para su desalinización para consumo humano. La figura muestra un esquema de uno de estos aparatos.

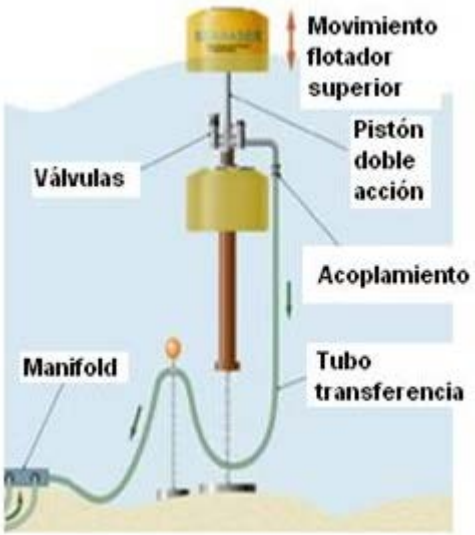



*Figura 8.33. Searaser*

## 8.3. Conclusión

En el siguiente cuadro comparativo, podemos observar las ventajas y desventajas de cada tecnología lo cual será de gran ayuda a la hora de la elección más favorable. Se han estudiado parámetros como el coste, la potencia generada, el impacto visual y social, la interferencia con el tráfico marítimo, el espacio ocupado, la facilidad de implantación y mantenimiento. Todos estos factores son de gran importancia a la hora de la elección.

| Tipo de tecnologia | Mareomotriz o Undimotriz | Coste | Impacto Ambiental | Potencia [kW] | Facilidad de implantación | Afección al trafico maritimo | Espacio ocupado | Mantenimiento | Impacto Visual |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Central mareomotriz | Mareomotriz | Alto | Alto | 240000 | Baja | No | Necesidad de gran espacio | Elevado, mensualmente | Alto |
| Turbina marina con soporte exterior | Mareomotriz | Medio | Medio | 300 | Media | Si | Poco espacio superficial | Dificil, es necesario sacarlas del agua para su mantenimiento | Medio |
| Turbina con 2 helices submarinas | Mareomotriz | Medio | Medio | 1000 | Media | Si | Poco espacio superficial | Dificil, es necesario sacarlas del agua para su mantenimiento | Medio |

| Tipo de tecnologia | Mareomotriz o Undimotriz | Coste | Impacto Ambiental | Potencia [kW] | Facilidad de implantación | Afección al trafico maritimo | Espacio ocupado | Mantenimiento | Impacto Visual |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Turbinas sumergidas a 50 m | Mareomotriz | Medio | Bajo | 500 - 1000 | Media | No | Nada de espacio superficial pero si en el fondo | Cada 5 años, realizados mediante un buzo especializado | Bajo |
| OCW | Undimotriz | Alto | Bajo | 150 | Alta | No | Poco espacio en la costa | Sencillo, se puede acceder a la zona. Mensualmente | Alto |
| TAPCHAN | Undimotriz | Medio | Alto | 350 | Media | No | Ocupa un gran espacio en los acantilados | Facil, debido a su ubicación en los acantilados | Alto |
| WAVE ROLLER | Undimotriz | Medio | Medio | 500 - 1000 | Media | Si | Gran espacio en el fondo marino | Dificil, hay que sumergirse con buzos especializados | Bajo |
| SDE | Undimotriz | Alto | Alto | 40 | Alta | Si | Gran espacio ocupado en superficie | Facil de realizar ya que al estar en superficie el acceso es sencillo | Alto |

| Tipo de tecnologia | Mareomotriz o Undimotriz | Coste | Impacto Ambiental | Potencia [kW] | Facilidad de implantación | Afección al trafico maritimo | Espacio ocupado | Mantenimiento | Impacto Visual |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| CETO | Undimotriz | Medio | Bajo | 240 | Media | Si | Ocupa espacio en el fondo marino | Elevado, ya que hay que sacar las boyas a superficie | Bajo |
| SGG Wave Energy | Undimotriz | Alto | Alto | 150 | Baja | No | Ocupa espacio en tierra, ya que se implanta en los acantilados | Facil, ya que se encuentra en los acantilados | Bajo |
| ORECON | Undimotriz | Bajo | Medio | 1000 | Media | Si | Ocupa poco espacio en la superficie del mar | Mantenimiento intermedio, ya que esta situado en alta mar pero en la superficie | Medio |
| Pelamis | Undimotriz | Medio | Bajo | 750 | Alta | Si | Gran espacio sobre la superficie del mar | Mantenimiento intermedio, ya que se encuentra en alta mar y debido a las grandes dimensiones que tiene puede ocasionar dificultades | Alto |

| Tipo de tecnologia | Mareomotriz o Undimotriz | Coste | Impacto Ambiental | Potencia [kW] | Facilidad de implantación | Afección al trafico maritimo | Espacio ocupado | Mantenimiento | Impacto Visual |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Salter Duck | Undimotriz | Medio | Medio | 500 | Media | Si | Gran espacio sobre la superficie del mar | Intermedio, ya que los trabajos de mantenimiento se realizan en alta mar | Medio |
| Wave Dragon | Undimotriz | Medio | Alto | 7000 | Alta | Si | Gran espacio sobre la superficie del mar | Intermedio, ya que los trabajos de mantenimiento se realizan en alta mar | Alto |
| Archimedes Wave Swing | Undimotriz | Medio | Bajo | 250 | Media | No | Ocupan una superficie intermedia en el fondo marino | Dificil, ya que hay que realizarlos mediante un buzo especializado | Bajo |
| Power Buoy | Undimotriz | Bajo | Bajo | 150 | Media | Si | Espacio pequeño en la superficie del mar | Dificil, ya que hay que realizarlos mediante un buzo | Medio |
| Searaser | Undimotriz | Bajo | Bajo | 932 | Media | Si | Espacio pequeño en la superficie del mar | Dificil, ya que hay que realizarlos mediante un buzo | Medio |

# ANEJO 9. **JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA**

*ANEJO 9.* ***JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA***

INDICE DE CONTENIDOS:

9. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA ..... 3
9.1. Suministro energético ..... 3
9.1.1. Energía Eólica ..... 4
9.1.2. Energía Solar ..... 5
9.1.3. Energía Marina ..... 6
9.2. Elección del tipo y tecnología marina ..... 7
9.2.1. Energía Mareomotriz ..... 8
9.2.2. Energía Undimotriz ..... 10

# 9. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Para la realización del presente proyecto se han tenido que tomar una serie de decisiones a lo largo de su desarrollo en base a los ámbitos económicos, de viabilidad y técnicos.

Las decisiones han sido tomadas en base a los aspectos demandados por los peticionarios del proyecto, con el fin de ahorrar en coste y ganar en eficiencia.

Se han tenido en cuenta los siguientes ámbitos de estudio:

## 9.1. Suministro energético

El objeto del proyecto consiste en el abastecimiento energético de la ciudad de Tarifa mediante recursos renovables, por lo que la primera decisión que se debe tomar es el tipo de recurso renovable que se quiere implantar.

Las posibles alternativas residían en la energía eólica, energía solar y energía marina, puesto que estas tres son las más adecuadas para las condiciones del lugar.

### 9.1.1. Energía Eólica

La implantación de un parque eólico en la zona del proyecto, estaría favorecida por los fuertes vientos existentes en la localidad de Tarifa. La existencia de fuertes vientos es la característica de mayor importancia en este tipo de tecnología.



*Figura 9.1. Energía Eólica*

Gracias a estos vientos, la energía eólica sería una gran candidata para implantarla en la zona. Sin embargo, la implantación de un parque eólico supone un gran impacto ambiental a nivel visual en la zona. Este impacto podría ser causa de multitud de problemas sociales a la hora de su construcción. La zona de Tarifa es una zona muy turística, por lo que sus vistas son muy cotizadas y la implantación de un parque eólico perturbaría esos paisajes.

Otro inconveniente que presenta esta energía es que no es una energía continua, esto significa que solo podrá funcionar cuando existan vientos con velocidades suficientes para mover los alabes.

### 9.1.2. Energía Solar

La energía solar juega un papel de gran importancia para el abastecimiento energético de la zona. Esta importancia reside en la gran abundancia de días con Sol en Tarifa, esto es debido a las características de su clima mediterráneo.



*Figura 9.2. Energía Solar*

A pesar de sus ventajas, esta energía también tiene algunos inconvenientes como son los problemas que presentan a la hora de su distribución y construcción por motivos de espacio, sombras, limitaciones al seguimiento del sol, etc.

Esta energía presenta la misma limitación que la eólica, que no es una energía continua puesto que por las noches y en los días nublados la generación eléctrica es nula o casi nula.

### 9.1.3. Energía Marina

La energía marina, la cual aprovecha propiedades del mar como son el oleaje y las corrientes para el aprovechamiento energético, está en vías de desarrollo actualmente.

Esta energía tendría un papel de gran importancia gracias a las fuertes corrientes presentes en el Estrecho de Gibraltar como consecuencia de la unión de dos grandes mases de agua como son el Océano Atlántico y el Mar Mediterráneo. Esta unión genera la formación de fuertes corrientes de agua capaces de generar energía.

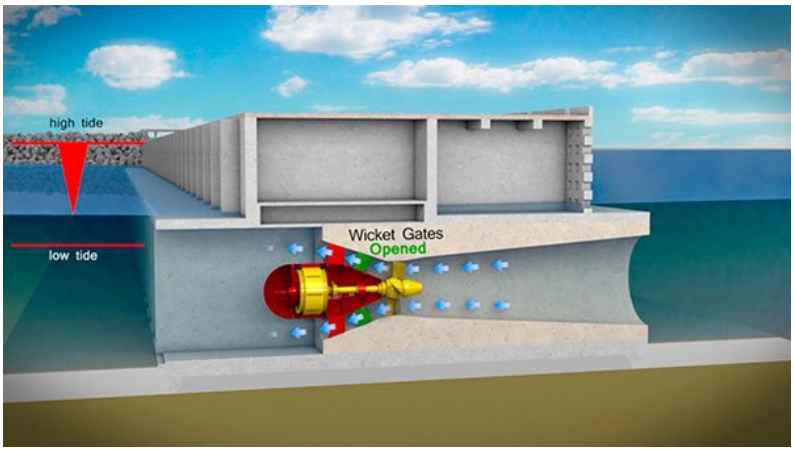



*Figura 9.3. Energía Mareomotriz*

Esta energía tiene la ventaja de que el impacto visual y ambiental causado en su implantación es mucho menor que las demás tecnologías, puesto que al estar situado en los fondos marinos o en mar adentro, la sociedad no es tan consciente de su existencia frente a la de otras tecnologías.

Como todas las tecnologías, esta presenta desventajas como son la interacción que se produce con la fauna marina y con el transcurso marítimo. Estas desventajas pueden ser evitadas mediante el desarrollo de nuevos métodos de esta tecnología. Esta energía al contrario que las otras dos, se trata de una energía continua puesto que las corrientes marinas se producen a cualquier hora del día y no dependen de factores como el día o la noche, el viento, etc.

Una vez valoradas las tres alternativas, se ha elegido la implantación de una energía marina puesto que valorando la magnitud de los impactos producidos es la que menos perjudicial resulta para el desarrollo del proyecto. Esta elección viene unida a las subvenciones por parte del estado sobre el desarrollo de nuevas tecnologías de carácter renovable.

El impacto social causado por este tipo de tecnologías es mucho inferior al causado por el resto de ellas.

## 9.2. Elección del tipo y tecnología marina

Dentro del ámbito de la energía marina, esta puede ser clasificada en dos grandes grupos de energía:

- Energía Mareomotriz
- Energía Undimotriz

Estos dos tipos de energía, previamente desarrollados en el ANEJO 8, se diferencian principalmente en que la mareomotriz aprovecha la energía cinética presente en las corrientes y mareas mientras que la energía undimotriz, menos desarrollada que la primera, aprovecha la energía presente en el movimiento oscilatorio de las olas.

Se estudiaron una tecnología de cada tipo de energía.

### 9.2.1. Energía Mareomotriz

En el caso de la energía mareomotriz se estudió la posibilidad de implantación de turbinas marinas en el fondo del mar, a una profundidad de 50 m para evitar distorsiones en el tráfico marítimo muy importante en la zona del Estrecho de Gibraltar.

En comparación con otras variantes de turbinas marinas, las cuales necesitaban enganches en superficie que limitaban el paso marítimo por la zona donde se encontraban implantadas (figura 9.4), este tipo de turbinas no necesitaba ningún soporte externo para indicar su presencia (figura 9.5).

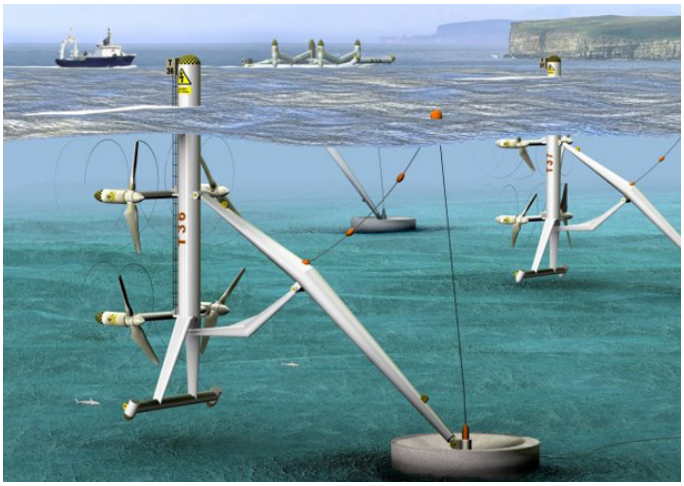


*Figura 9.4. Turbinas marinas con enganches externos y profundidades bajas*



*Figura 9.5. Turbinas marinas sin enganche en superficie*

Los inconvenientes presentados por la implantación de esta clase de turbinas residían en las grandes profundidades a las que se encontraban, estas profundidades podían resultar muy limitantes a la hora de realizar operaciones de mantenimientos al igual que a la hora de su implantación. También suponían un peligro para la fauna marina existente en la zona del proyecto.

Existían también multitud de ventajas sobre esta tecnología, que como se han mencionado anteriormente, esta clase de turbinas no presentaba riesgo para el tráfico marino, no causaba impacto visual de la zona ni molestias por el ruido generado. Además, gracias a las fuertes corrientes la energía generada era suficiente para contribuir al abastecimiento de Tarifa.

### 9.2.2. Energía Undimotriz

En el caso de la energía undimotriz, se estudió la posibilidad de implantar un Pelamis, el Pelamis o Serpiente, aprovecha el movimiento de las olas que hacen mover unos pistones hidráulicos en sus extremidades capaces de transformar ese movimiento en energía eléctrica.



*Figura 9.5. Pelamis*

Las desventajas que presentaba esta tecnología eran sobre todo el gran espacio que ocupaban y la interrupción en la zona del tráfico marítimo. A esto se le suma, el impacto social que supone su implantación en la superficie del mar.

Las ventajas más destacables eran la fácil implantación de la tecnología, la facilidad de los trabajos de mantenimiento y reparación de las averías, así como la facilidad de su funcionamiento.

Una vez analizadas las dos tecnologías, se ha optado por escoger la energía mareomotriz con la tecnología de las turbinas marinas, puesto que supone un menor impacto social, visual y la energía obtenida es mucho mayor que con la energía undimotriz a pesar de que tenga otras desventajas que pueden ser resultas con mayor facilidad.

# ANEJO 10. **PROCESO CONSTRUCTIVO**

*ANEJO 10.* ***PROCESO CONSTRUCTIVO***

INDICE DE CONTENIDOS:

10. PROCESO CONSTRUCTIVO ..... 3

10.1. Montaje en tierra ..... 3

10.2. Montaje en mar ..... 5

# 10. PROCESO CONSTRUCTIVO

Para el desarrollo del presente proyecto, es necesario realizar una serie de procesos previos a la implantación de las turbinas en la zona estudiada.

Se podrían diferenciar 2 etapas en el proceso constructivo, la primera de ella es el trabajo realizado en tierra antes de su traslado al mar y la segunda sería su montaje en el mar.

## 10.1. Montaje en tierra

En este tipo de proyecto, situado en mar o zonas de difícil acceso, el montaje en tierra juega un papel de gran importancia para ahorrar gastos y facilitar todo lo que sea posible el montaje en el mar. Por ello, se simplifica al máximo el montaje en dicho lugar, realizando todo lo posible en tierra, en este caso en un taller especializado.

El conjunto de la turbina marina podría dividirse en dos grandes bloque, el primero será la turbina con su correspondiente góndola y el segundo la estructura que va a soportar dicha turbina.

La opción más viable con respecto a la estructura es subcontratar a una empresa especialista en soldadura, para encargarse de la fabricación y el montaje de dicha estructura en el taller correspondiente. Esta estructura cumplirá con todas las prescripciones establecidas por la empresa.

En relación a la parte de la turbina con sus respectivos elementos, estos se le encargaran a la empresa especializada en su fabricación.

Se habilitará una zona cercana a la costa donde se van a implantar las turbinas con el fin de disponer de un área de obra habilitada para desarrollar los trabajos que no puedan realizarse en mar, como el montaje y la comprobación.

Las estructuras de sujeción de las turbinas se trasladarán desde el taller hasta la zona de obra habilitada con el fin de realizar en dicho lugar su comprobación. Con respecto a la parte superior, turbina y góndola, se trasladaran desde el lugar de fabricación hasta la zona de la obra.

El transporte de las estructuras se realizará en camiones tráiler, sin embargo los componentes superiores, alabes y góndola, se trasladaran mediante vía ferroviaria, debido a su peso y sus dimensiones. El transporte por carretera contará de un comboy de seguridad, tomando todas las medidas de seguridad necesarias para evitar accidentes.



*Figura.10.1. Transporte ferroviario de la góndola*

Una vez que los elementos llegan a la zona habilitada, se lleva a cabo la comprobación de las características de calidad, con el objetivo de comprobar que todos los elementos están en correctas condiciones. Esta comprobación se lleva a cabo por personal cualificado ya que este proceso resulta determinantes para el correcto funcionamiento del parque marino. Estos trabajos serán supervisados por el director de obra, con el fin de que se cumplan las directrices marcadas por la empresa.

Por último, una vez comprobados todos los elementos y verificado que se encuentran en perfectas condiciones, se trasladaran al puerto más cercano con el objetivo de cargarlos en un barco que los llevara hasta la zona de destino para su posterior implantación.

## 10.2. Montaje en mar

La implantación de las turbinas se deberá realizar una a una, ya que sus dimensiones y peso no permiten cargarlas conjuntamente en el barco. Una vez cargada

la primera estructura y turbina en el barco, este los trasladará hasta la zona de implantación. El barco encargado del transporte no podrá ser cualquier tipo de barco, tendrá que tener una capacidad suficiente para albergar la turbina que se va a implantar así como de soportar el peso de la misma. También tendrá que disponer de espacio suficiente para poder realizarse en montaje de la parte superior. El barco tendrá que contar con una serie de grúas para poder mover los elementos y para poder sumergirlos en el agua cuando sea preciso.

Como se puede comprobar en la siguiente fotografía, las dimensiones de la estructura son bastante grandes en comparación con el barco por lo que resulta imposible la carga simultánea de las turbinas.



*Figura 10.2. Barco carguero encargado de transportar las turbinas*

Una vez cargada la turbina y la estructura, el barco las trasladará hasta la zona de implantación donde se comenzarán a realizar los trabajos de colocación y montaje. En primer lugar se deberá de bajar la estructura al sitio indicado, este proceso se realizará mediante las grúas disponibles en el barco. La estructura se colocará alrededor de 50 m de profundidad.



*Figura 10.3. Descenso de la estructura*

La estructura se deposita en el fondo marino, anclándose al fondo mediante un método de gravedad, mediante la colocación de 3 contrapesos de 800 toneladas cada uno, situándolas en las 3 patas.

La estructura debe permanecer un par de días en el fondo marino antes de la colocación de la parte superior, en estos días se deberán realizar numerosas comprobación de la sujeción de la estructura con el fin de evitar problemas a la hora de colocar la parte superior. En estos días se realiza paralelamente el montaje de la parte superior, colocando la góndola en un soporte y mediante las grúas colocar los alabes en la posición adecuada.



*Figura 10.4. Montaje de los alabes*

Una vez montadas las turbinas se procederá a realizar una serie de ensayos para determinar su correcto funcionamiento antes de su colocación en el fondo marino, siguiendo lo descrito en el pliego de condiciones.



*Figura 10.5. Turbina completa y realización de ensayos*

Se debe conectar la línea eléctrica encargada de transportar la energía generada, comprobando que está en correctas condiciones y que el cable conectado es apropiado para soportar dichas especificaciones.

Una vez comprobado que todo cumple las directrices marcadas por proyecto, teniendo en cuenta que la estructura ya implantada ha cumplido con las previsiones y está lista para albergar la parte superior, se procede a el descenso de dicha parte y su colocación sobre la estructura.



*Figura 10.6. Descenso de la turbina*

La línea eléctrica se desciende a la vez que la turbina, una vez que la turbina queda anclada por gravedad al posarse sobre la estructura, un buzo bajara a comprobar que todo está colocado correctamente y confinará la línea eléctrica a la estructura mediante unos enganches dispuestos en la misma. La línea eléctrica se dejará sin conectar a ningún lado hasta que no se hayan colocado todas las turbinas.

Este proceso se realizara para la implantación de las 10 turbinas, siguiendo los mismos pasos que se han explicado anteriormente sobre la carga y colocación.

Una vez instaladas todas las turbinas, un buzo descenderá para comprobar que todo está correcto y para conectar las 10 salidas de la línea a una caja con bornas situada en el fondo, de la cual saldrá, por el lado opuesto, un único cable que transportará la electricidad generada por las 10 turbinas hasta la superficie donde se conectará al centro de transformación más cercano.

El parque de turbinas tiene una vida útil de 25 años y mantenimiento preventivo cada 5 años, el cual será realizado por un buzo cualificado, capaz de realizar una comprobación exhaustiva del correcto funcionamiento de la instalación.

# ANEJO 11. **MODELO FÍSICO**

*ANEJO 11.* ***MODELO FÍSICO***

INDICE DE CONTENIDOS:

11. MODELO FISICO ..... 3
11.1. Hidrodinámica ..... 3
11.1.1. Introducción ..... 3
11.1.2. Ecuaciones fundamentales de la dinámica de fluidos ..... 4
11.1.3. Régimen laminar y turbulento ..... 12
11.1.4. Ley de Poiseuielle ..... 13
11.2. Transformación de la energía mecánica en energía eléctrica ..... 15
11.2.1. Introducción ..... 15
11.2.2. Generadores Eléctricos ..... 17
11.3. Elementos del parque de turbinas marinas ..... 22
11.3.1. Alabes ..... 24
11.3.2. Soporte/Estructura ..... 26
11.3.3. Generador ..... 29
11.3.4. Línea eléctrica ..... 31

# 11. MODELO FISICO

## 11.1. Hidrodinámica

### 11.1.1. Introducción

Los principios físicos más útiles en las aplicaciones de la mecánica de fluidos son el balance de materia, o ecuación de continuidad, las ecuaciones del balance de cantidad de movimiento y el balance de energía mecánica. Pueden escribirse de forma diferencial, mostrando las condiciones en un punto del interior de un elemento de volumen, o bien de forma integrada, aplicables a un volumen o masa finitos de fluido.

La hidrodinámica es la parte de la física que estudia el movimiento de los fluidos. Este movimiento está definido por un campo vectorial de velocidades correspondientes a las partículas del fluido y de un campo escalar de presiones, correspondientes a los distintos puntos del mismo. Existen diversos tipos de fluidos:

- Flujo de fluidos a régimen permanente o intermitente: aquí se tiene en cuenta la velocidad de las partículas del fluido, ya sea esta constante. o no con respecto al tiempo

- Flujo de fluidos compresible o incompresible: se tiene en cuenta a la densidad, de forma que los gases son fácilmente compresibles, al contrario que los líquidos cuya densidad es prácticamente constante. en el tiempo.

- Flujo de fluidos viscoso o no viscoso: el viscoso es aquel que no fluye con facilidad teniendo una gran viscosidad. En este caso se disipa energía.

Viscosidad cero significa que el fluido fluye con total facilidad sin que haya disipación de energía. Los fluidos no viscosos incompresibles se denominan fluidos ideales.

- Flujo de fluidos rotaciones o irrotacional: es un fluido de rotaciones cuando la partícula o parte del fluido presenta movimientos de rotación y traslación. Irrotacional es cuando el fluido no cumple las características anteriores.

Otro concepto de importancia en el tema son las líneas de corriente que sirven para representar la trayectoria de las partículas del fluido. Esta se define como una línea trazada en el fluido, de modo que una tangente a la línea de corriente en cualquier punto sea paralela a la velocidad del fluido en tal punto.

Dentro de las líneas de corriente se puede determinar una región tubular del fluido cuyas paredes son líneas de corriente. A esta región se le denomina tubo de flujo.

### 11.1.2. Ecuaciones fundamentales de la dinámica de fluidos

Para llegar a ella se trata que sobre un fluido actúan dos tipos de fuerzas: las de presión, por las que cada elemento de fluido se ve afectado por los elementos rodantes, y las fuerzas exteriores que provienen de un campo conservativo, de potencial V

### *11.1.2.1. Ecuación de la continuidad*

Esta expresión expresa la idea de que la masa de fluido que entra por el extremo de un tubo debe salir por el otro extremo.

En un fluido en movimiento, las moléculas poseen una velocidad determinada, de forma que para conocer el movimiento del fluido, hace falta determinar en cada instante su correspondiente campo de velocidades. En dicho campo es donde se obtiene el llamado tubo de corriente. El tubo de corriente es, por tanto, el espacio limitado por las líneas de corriente que pasan por el contorno de una superficie, situada en el seno de un líquido.

Para el análisis se considerarán solamente flujos incompresibles. Si un flujo es incompresible puede demostrarse que su densidad no varía con el tiempo, pero puede depender de la posición. Esto no ocurre si además el fluido es incompresible.

La figura 11.1 muestra una porción de un tubo de flujo entre dos secciones transversales con áreas $A_1$ y $A_2$. Las velocidades del fluido en esas secciones son $\upsilon_1$ y $\upsilon_2$. La distancia que se ha movido el fluido en $A_1$ durante un pequeño intervalo de tiempo dt es $\upsilon_1$ dt. El elemento de volumen $dV_1$, que fluye dentro de la sección transversal $A_1$ durante éste intervalo es igual al fluido contenido en un elemento cilíndrico de base $A_1$ y altura $\upsilon_1$ dt: $d\upsilon_1 = A_1 \upsilon_1 dt$. Si la densidad del fluido es ρ, la masa que fluye dentro del tubo $dm_2$ es $A_1$ υ1dt. Similarmente, la masa $dm_2$, que fluye a través de $A_2$, en el mismo tiempo es $dm_2$. En un flujo estacionario la masa total en el flujo es constante, es decir, $dm_1 = dm_2$.

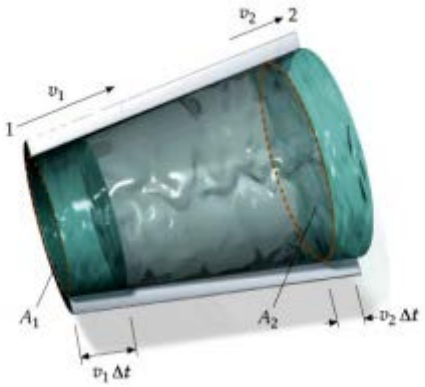



*Figura 11.1. Se muestra una porción de un tubo de flujo entre dos secciones transversales con áreas $A_1$ y $A_2$, tal que $rA_1u_1d\,t = rA_2u_2dt$*

$$\rho A_1\, \upsilon_1\, dt = \rho A_2\, \upsilon_2\, dt$$

$$A_1\, \upsilon_1 = A_2\, \upsilon_2$$

El producto Au se le conoce como tasa de flujo de volumen o "gasto volumétrico", es decir, el ritmo al cual un cierto elemento de volumen de fluido dV cruza una sección del tubo:

$$\frac{dV}{dt} = A\upsilon$$

Regresando a la ecuación puede verse que la tasa de flujo de volumen permanece constante a lo largo de cualquier tubo de flujo. Entonces, cuando la sección transversal de un tubo de flujo decrece, la rapidez del fluido aumenta.

Con este resultado se puede explicar por qué en la superficie de un río la corriente tiene una rapidez mayor que la parte más profunda; la superficie es el lugar

donde se tiene la sección transversal más pequeña, por lo tanto, la corriente será más rápida que en la parte más profunda del río, sin embargo, la tasa de flujo de volumen es la misma en ambos lugares. Por ejemplo, si un tubo de agua de 2 cm de diámetro se conecta a un tubo de 1 cm de diámetro, la rapidez del flujo será cuatro veces más grande en la parte de 1 cm que en la parte de 2 cm.

La tasa de flujo de masa dm/dt, es el flujo de masa por unidad de tiempo a través de cualquier sección transversal, igual a la densidad ρ multiplicada por la tasa de flujo de volumen dV/dt:

$$\frac{dm}{dt} = \rho \frac{dv}{dt}$$

Ahora podemos generalizar para el caso en el cual el fluido no es incompresible. Si $\rho_1$ y $\rho_2$ son las densidades en las secciones transversales 1 y 2, tendremos que de la primera ecuación de esta sección:

$$\rho_1 A_1 \upsilon_1 = \rho_2 A_2 \upsilon_2$$

### *11.1.2.2. Ecuación de Bernoulli*

De acuerdo a la ecuación de continuidad, la rapidez del flujo del fluido puede variar a lo largo de la trayectoria del fluido; también se sabe que la presión puede variar dependiendo de la altura, de la rapidez del flujo.

Entonces, sería conveniente tener una ecuación que nos relacionará la presión, la rapidez del flujo y la altura para el flujo de un fluido ideal.

La dependencia de la presión con la rapidez está dada por la $A_1\upsilon_1 = \rho A_2\upsilon_2$. En un flujo incompresible el fluido que fluye a lo largo de un tubo de flujo con sección transversal variable, su rapidez cambia. Por lo tanto, cada elemento del fluido deberá tener una aceleración, la fuerza que causa esta aceleración será aplicada al fluido que lo rodea.

Esto significa que la presión debe ser diferente en diferentes regiones. Cuando la rapidez del elemento del fluido aumenta, quiere decir que éste se está moviendo de una región de alta presión a una región de baja presión. Cuando la sección transversal de un tubo de flujo varía, la presión debe variar a lo largo del tubo aun cuando no exista diferencia de altura. Si la elevación cambia, esto ocasionará una diferencia de presión adicional.

Para deducir la ecuación de Bernoulli, apliquemos el teorema de Energía Trabajo a un fluido en una sección de un tubo de flujo. En la Figura 11.2 se tiene a un fluido que en un tiempo inicial está entre dos secciones transversales a y c. La rapidez en la parte inferior es $\upsilon_1$ y la presión es $\rho_1$.

En un pequeño intervalo de tiempo dt el fluido que está inicialmente en a se mueve hacia b, una distancia $ds_1 = \upsilon_1 dt$.

En ese mismo intervalo de tiempo el fluido que está inicialmente en c se mueve a d, una distancia $ds_2 = v_2 dt$.

Las áreas de las dos secciones transversales finales son $A_1$ y $A_2$. De la ecuación de continuidad sabemos que el volumen del fluido dV que pasa a través de cualquier sección transversal durante el tiempo dt, es $dV = A_1ds_1 = A_2ds_2$.

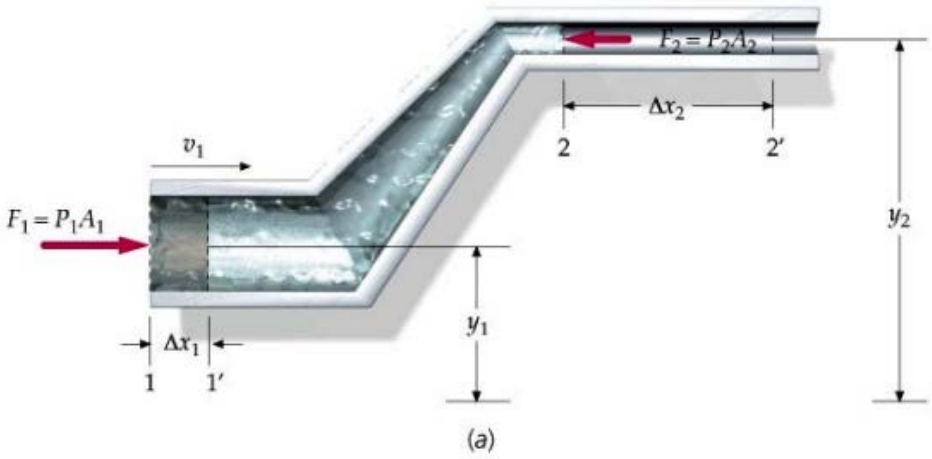



*Figura 11.2. El trabajo neto realizado por la presión es igual al cambio en la Energía cinética más el cambio en la energía potencial gravitacional.*

Para calcular el trabajo realizado sobre este fluido durante dt. La fuerza total sobre la sección transversal en a es $\rho$, A, y la fuerza en c es $\rho_2A_2$ donde $\rho_1$ y $\rho_2$ son las presiones en las dos extremidades, el trabajo neto dW realizado sobre el elemento durante este desplazamiento es:

$$dW = \rho_1A_1ds_1 - \rho_2A_2ds_2$$

$$dW = (\rho_1 - \rho_2)\, dV$$

El signo negativo del segundo término es debido a que la fuerza en c está en dirección opuesta al desplazamiento.

Se iguala este trabajo al cambio de energía total, cinética y potencial, para el elemento del fluido. La energía entre las secciones b y c no cambia, al inicio del intervalo de tiempo dt el fluido entre a y b tiene un volumen $A_1ds_1$ masa $\rho A_1ds_1$ y energía cinética $\frac{1}{2}\rho\,(A_1ds_1)\,v_1^2$.

De forma similar, al final del intervalo de tiempo dt, el fluido entre c y d tiene una energía cinética $\frac{1}{2}\rho\,(A_2ds_2)\,v_2^2$. El cambio neto en la energía cinética dK durante el tiempo dt es:

$$dK = \frac{1}{2}\,\rho\,(v_2^2\text{-}v_1^2)$$

Por otro lado, la energía potencial para la masa entre a y b al principio de dt es $dmgy_2 = \rho dVgy_2$. La energía potencial para la masa entre c y d al final de dt es $dmgy_2 = pdVgv$,. El cambio neto en la energía potencial dU durante dt es

$$dU = \rho dVg\,(y_2\text{-}\,y_1)$$

Sustituyendo las ecuaciones en el teorema de Energía Trabajo dW = dK + dU obtenemos que,

$$(\rho_1 - \rho_2)\,dV = \frac{1}{2}\,\rho dV\,(v_2^2\text{-}\,v_1^2) + \rho dVg\,(y_2\text{-}\,y_1)$$

$$\rho_1 - \rho_2 = \frac{1}{2}\rho (v_2^2 - v_1^2) + \rho g (y_2 - y_1)$$

Esta es la ecuación de Bernoulli. Escrita en esta forma nos dice en un flujo incompresible, que el trabajo por unidad de volumen del fluido ($\rho_1 - \rho_2$) es igual a la suma de los cambios de energías cinética y potencial por unidad de volumen que ocurren durante el flujo.

O puede interpretarse en términos de presiones. El segundo término del lado derecho es, la diferencia de presión causada por el peso del fluido y la diferencia de alturas de los extremos. En tanto que el primer término del lado derecho la diferencia de presión adicional asociado con el cambio de rapidez del fluido.

La ecuación se puede escribir como:

$$\rho_1 + \rho g y_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = \rho_2 + \rho g y_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2$$

Los subíndices 1 y 2 se refieren a cualquiera de los dos puntos a lo largo de un tubo de flujo, entonces esta ecuación la podemos escribir como:

$$\rho + \rho g y + \frac{1}{2}\rho v_2 = \text{constante}$$

Donde ρ es la densidad del fluido.

### 11.1.3. Régimen laminar y turbulento

Un régimen es laminar cuando considerando en ella capas fluidas, estas se deslizan unas respecto a otras con diferente velocidad. Este régimen se forma a velocidades bajas. Aquí no existen movimientos transversales ni torbellinos.

El régimen es turbulento, cuando en el seno del fluido se forman remolinos. Esta turbulencia se puede formar de diferentes formas, ya sea por contacto con sólidos (turbulencia e pared9 o por contacto con otras capas de fluidos (turbulencia libre).

El flujo turbulento consiste en un conjunto de torbellinos de diferentes tamaños que coexisten en la corriente del fluido. Continuamente se forman torbellinos grandes que se rompen en otros más pequeños. El tiempo máximo del torbellino es del mismo orden que la dimensión mínima de la corriente turbulenta.

Un torbellino cualquiera posee una cantidad definida de energía mecánica como si se tratase de una peonza.

La energía de los torbellinos mayores procede de la energía potencial del flujo global del fluido. Desde un punto de vista energético la turbulencia es un proceso de transferencia, en el cual los torbellinos grandes, formados a partir del flujo global, transportan la energía de rotación a lo largo de una serie continua de torbellinos más pequeños. Por tanto estamos ante una consecuencia del teorema trabajo−energía.

En una interface solido–líquido la velocidad del fluido es cero y las velocidades cerca de la superficie son necesariamente pequeñas. El flujo en esta parte de la capa límite muy próximo a la superficie es laminar. A mayor distancia de la superficie, las velocidades del fluido pueden ser relativamente grandes y en esta parte puede llegar hacerse turbulento.

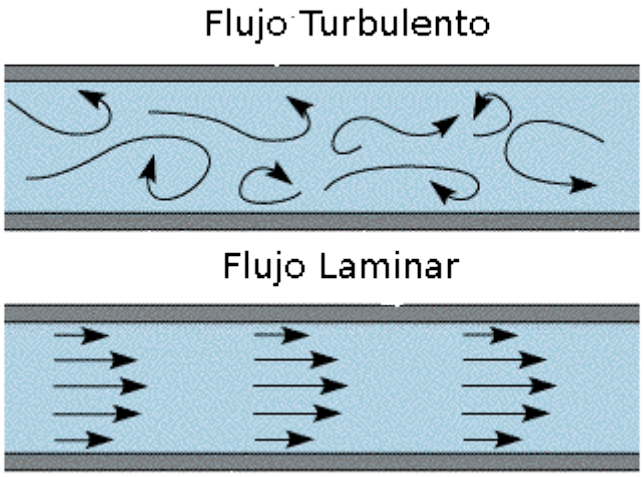



*Figura 11.3. Flujo Turbulento y laminar*

### 11.1.4. Ley de Poiseuielle

Se define viscosidad a la resistencia opuesta por los fluidos al movimiento en alguna de sus partes. Por el fenómeno de la viscosidad, la velocidad de los fluidos por los tubos crece de las paredes al centro del tubo, ya que en los puntos pegados a la pared, el fluido se adhiere a ella frenándose por su viscosidad. Por efecto de esta viscosidad, hay una pérdida de carga a lo largo del tubo.

Por esto a la fórmula de Bernuilli hay que sumarle un término referido a la perdida de carga y que se denota por hf representando la perdida de carga por frotamiento.

Hay diferentes ecuaciones que tiene en cuenta la variable viscosidad como son las ecuaciones de Navier.

Gracias a su expresión se puede obtener la llamada ley de Poiseuille: el caudal de fluido por un tubo cilíndrico en régimen laminar, es directamente proporcional a la cuarta potencia del radio, R, y a la diferencia de presiones entre la parte superior del tubo e inferior p, e inversamente proporcional a la longitud de este, l, y al coeficiente de viscosidad del líquido,

$$G = (R4\ p) / (8l)$$

## 11.2. Transformación de la energía mecánica en energía eléctrica

### 11.2.1. Introducción

La obtención de la energía eléctrica a través de este sistema se realiza mediante un generador eléctrico, capaz de transformar la energía mecánica en energía eléctrica para su posterior utilización. El generador eléctrico es el elemento principal de toda la instalación, puesto que sin él no se podría realizar la generación de energía eléctrica.

Este proceso se basa en la ley de la conservación de le energía que afirma que la cantidad total de energía en cualquier sistema físico aislado (sin interacción con ningún otro sistema) permanece invariable con el tiempo, aunque dicha energía puede transformarse en otra forma de energía. En resumen, la ley de la conservación de la energía afirma que la energía no puede crearse ni destruirse, sólo se puede cambiar de una forma a otra, por ejemplo, cuando la energía eléctrica se transforma en energía mecánica mediante un generador, como ocurre en el presente proyecto.

En mecánica analítica, puede demostrarse que el principio de conservación de la energía es una consecuencia de que la dinámica de evolución de los sistemas está regida por las mismas características en cada instante del tiempo. Eso conduce a que la "traslación" temporal sea una simetría que deja invariante las ecuaciones de evolución del sistema, por lo que el teorema de Noether lleva a que existe una magnitud conservada, la energía.

De todos los procedimientos para la producción de electricidad, el más conveniente para transformar una energía mecánica en corriente eléctrica es el basado

en el principio de inducción. A partir del principio de inducción surge la máquina denominada generador eléctrico o alternador. Así pues, el generador aprovecha transforma energía mecánica cinética en energía eléctrica.

### 11.2.2. Generadores Eléctricos

Los generadores eléctricos son aparatos que convierten la energía mecánica en energía eléctrica. La energía mecánica, a su vez, se produce a partir de, en el presente proyecto, mediante fuentes renovables como las corrientes marinas. Las turbinas de vapor, los motores de combustión interna, las turbinas de combustión de gas, los motores eléctricos, las turbinas de agua y de viento son los métodos comunes que proporcionan energía mecánica para este tipo de dispositivos. Hay generadores eléctricos de todo tipo de tamaños, desde muy pequeños de unos pocos vatios de potencia de salida hasta centrales eléctricas de gran potencia que proporcionan gigavatios de potencia.

La siguiente imagen de un generador eléctrico pone de manifiesto un ejemplo de cómo produce energía un generador eléctrico. Las dos flechas negras indican la dirección de rotación de la bobina. Las líneas azules representan el campo magnético orientado del polo norte al polo sur. Las flechas rojas indican la dirección instantánea de la corriente inducida.

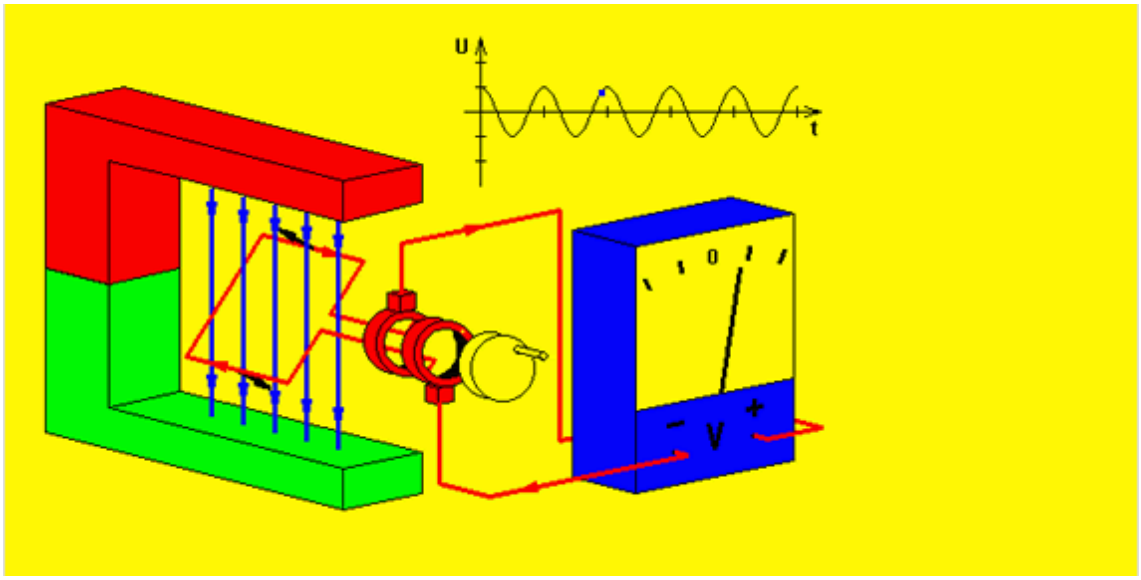



*Figura 11.4. Generador eléctrico*

### *11.2.2.1. Funcionamiento*

El funcionamiento de los generadores eléctricos se basa en el fenómeno de inducción electromagnética: cuando un conductor hace un movimiento relativo hacia el campo magnético, se induce el voltaje en el conductor. Particularmente, si una bobina está girando en un campo magnético, significa que las dos caras de la turbina se mueven en direcciones opuestas y se añaden los voltajes inducidos a cada lado. Numéricamente, el valor instantáneo del voltaje final (denominado fuerza electromotriz –emf–) es igual al resto del índice de cambio del flujo magnético Φ veces el nombre de vueltas de la bobina: $V=-N\bullet\Delta\Phi/\Delta t$. Esta relación se ha encontrado experimentalmente y hace referencia a la *Ley de Faraday*. El símbolo "menos" es por la ley de Lenz, que indica que la dirección de emf es tal que el campo magnético de la corriente inducida se opone al cambio en el flujo que produce esta emf. La *ley de Lenz* está relacionada con la conservación de energía.

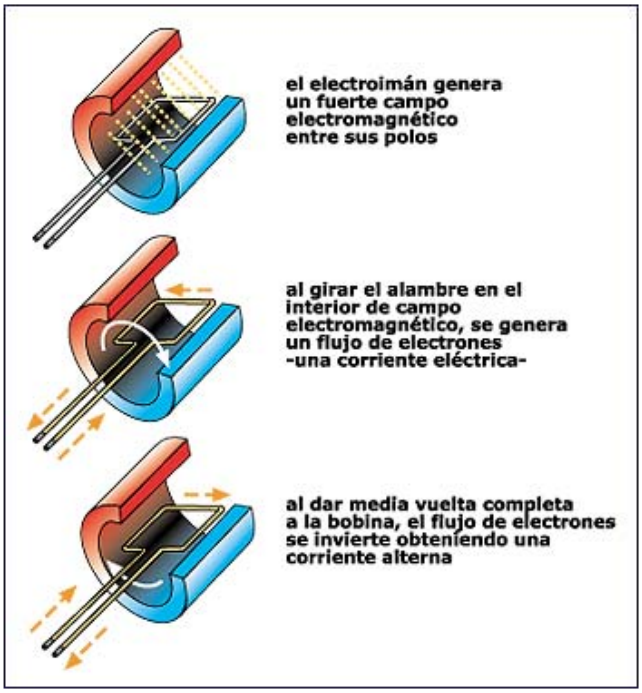



*Figura 11.5. Funcionamiento de un generador eléctrico*

Como la frecuencia de flujo magnético cambia a través de la bobina que gira en una frecuencia constante que varía de forma sinusoidal con la rotación, el voltaje generado a las terminales de la bobina también es sinusoidal (CA). Si un circuito externo se conecta a las terminales de bobina, este voltaje creará corriente a través de este circuito, que será energía que se transferirá a la carga. Por lo tanto, la energía mecánica que hace rotar la bobina se convierte en energía eléctrica.

La corriente de la carga, a su vez, crea un campo magnético que se opone al cambio del flujo de la bobina, por lo tanto, la bobina se opone al movimiento. Cuanta más alta sea la corriente, más grande debe de ser la fuerza que se tiene que aplicar a la armadura para evitar que se ralentice. En la figura 11.6, una biela manual hace rotar la bobina. En la práctica, la energía mecánica es producida por turbinas o motores que se

denominan fuentes energéticas. En un generador eléctrico de CA pequeño, una fuente energética normalmente es un motor de combustión interna rotatorio.

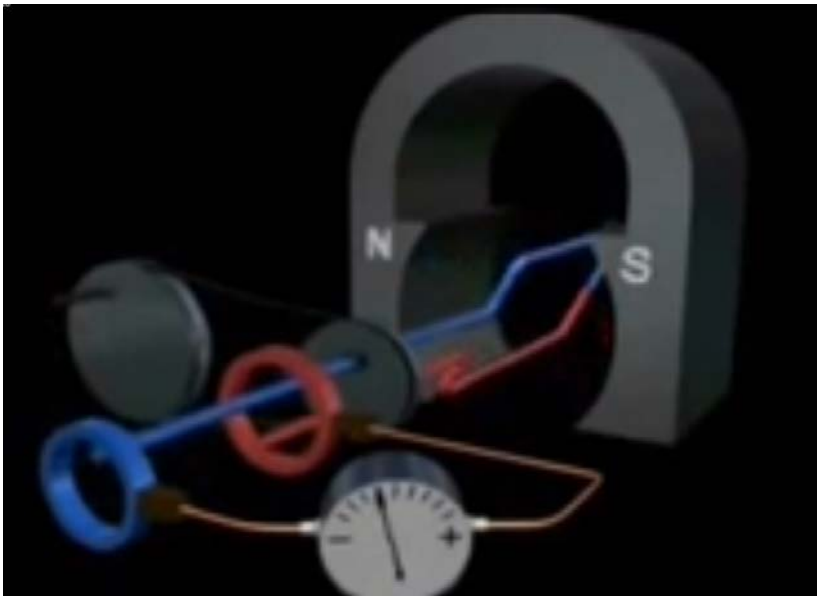



*Figura 11.6. Biela manual y bobina*

La corriente eléctrica que produce un generador puede ser de dos tipos: alterna y continua. Si hacemos girar los contactos (escobillas) al mismo tiempo que la bobina, una de ellas siempre será la entrada del flujo de electrones, y otra la salida, y tendremos una corriente continua. Otras disposiciones de las escobillas nos permiten generar corriente alterna, que es la más usada generalmente para el transporte y distribución de electricidad. La corriente alterna cambia de sentido el flujo de electrones muchas veces por segundo.

Así pues, para fabricar electricidad necesitamos una fuente de movimiento capaz de hacer girar el rotor del generador. Es decir, transformamos energía mecánica en energía eléctrica.

Los generadores eléctricos de CA actuales normalmente no tienen escobillas. Tienen un campo giratorio y una armadura fija que produce energía.

Esta armadura incluye un grupo de bobinas que forman un cilindro. Además, a la práctica, el campo magnético normalmente es inducido por un electroimán en vez de un imán permanente. El electroimán está formado por las denominadas bobinas de campo fijadas encima de un núcleo de hierro. El flujo de corriente de las bobinas de campo produce el campo magnético

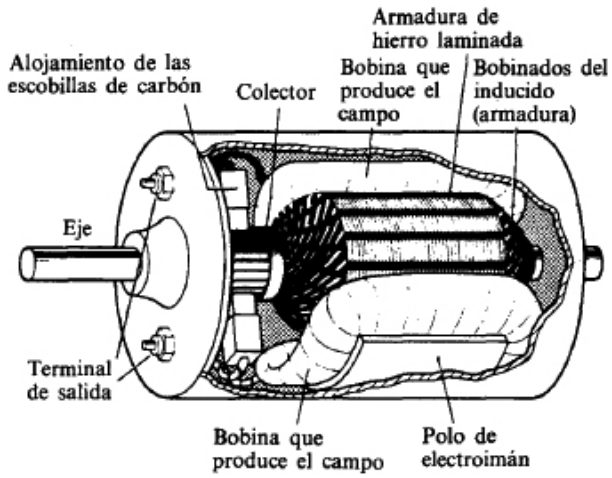



*Figura 11.7. Generador eléctrico*

## 11.3. Elementos del parque de turbinas marinas

El parque de turbinas marinas está compuesto por 10 estructuras con sus correspondientes componentes. La composición de cada estructura se puede observar en la figura siguiente:

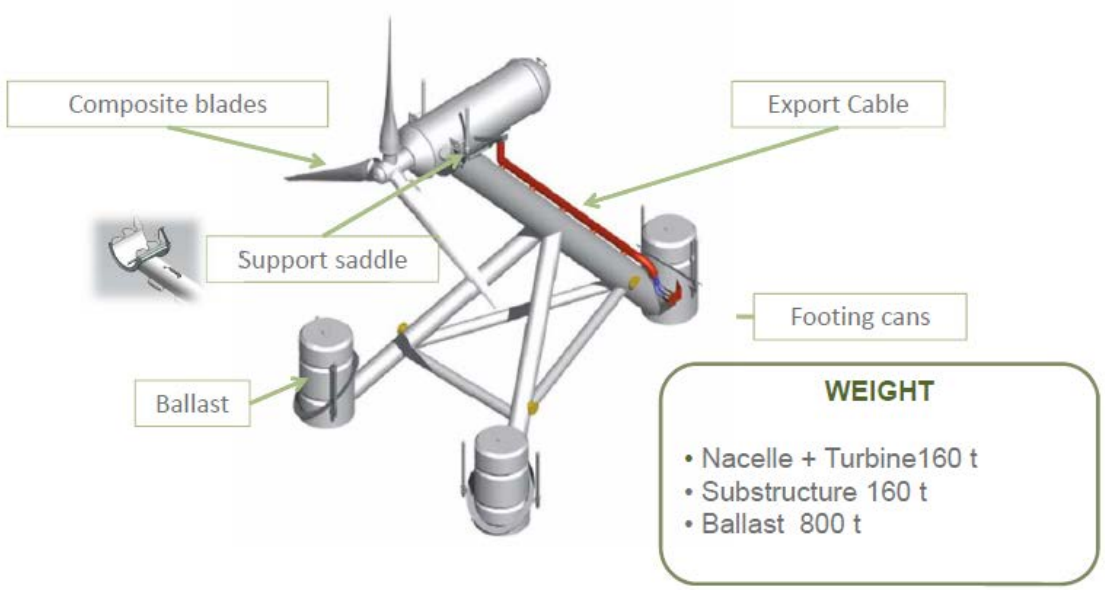



*Figura 11.8. Composición de cada turbina*

Se pueden dividir en: los alabes y la góndola, la línea eléctrica que transporta la energía generada, la estructura que soporta a la góndola y los contrapesos colocados en cada una de las patas para asegurar su anclaje al fondo marino.

La góndola está formada por una serie de componentes que se encargan de la generación de la energía eléctrica. En el siguiente esquema podemos ver la composición interna de la góndola.

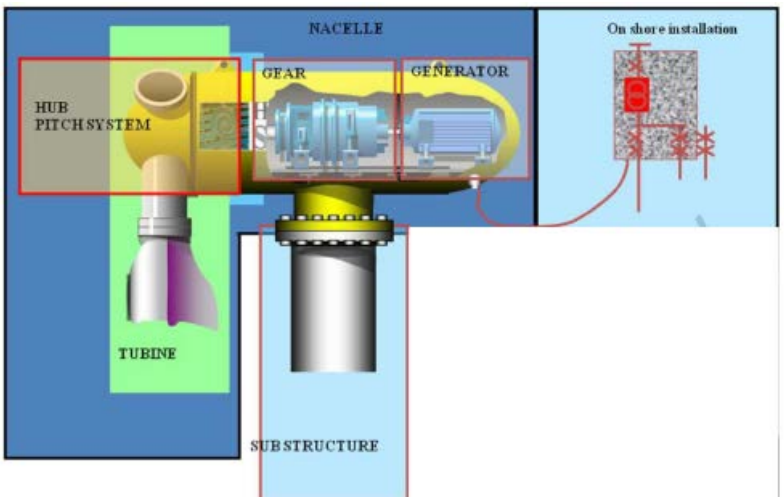



*Figura 11.9. Composición de la góndola*

Como se puede observar, la góndola (nacelle) alberga el generador y la caja de, engranajes, todo el conjunto es el encargado de la transformación de la energía mecánica producida por el giro de los alabes en energía eléctrica, la cual será transportada hacia la superficie mediante una línea eléctrica situada en la parte trasera de la góndola.

El conjunto de la góndola generará una potencia de 500 kW por cada turbina, el cual será capaz de generar 5MW en el conjunto total del parque.

### 11.3.1. Alabes

La turbina escogida para el desarrollo de este trabajo es la Turbina HS1000 fabricada por Andrizt Hydro Hammerfest modificada para la generación de 500 kW por cada unidad en funcionamiento.

El conjunto está formado por 3 alabes simétricos, distribuidos alrededor de un rotor con un ángulo de 120° entre cada una, formando así la estructura simétrica.

La longitud de los alabes es de 9 metros, la sección del alabe ha sido estudiada para adaptarlo de la mejor manera posible a las condiciones presentes a grandes profundidades.

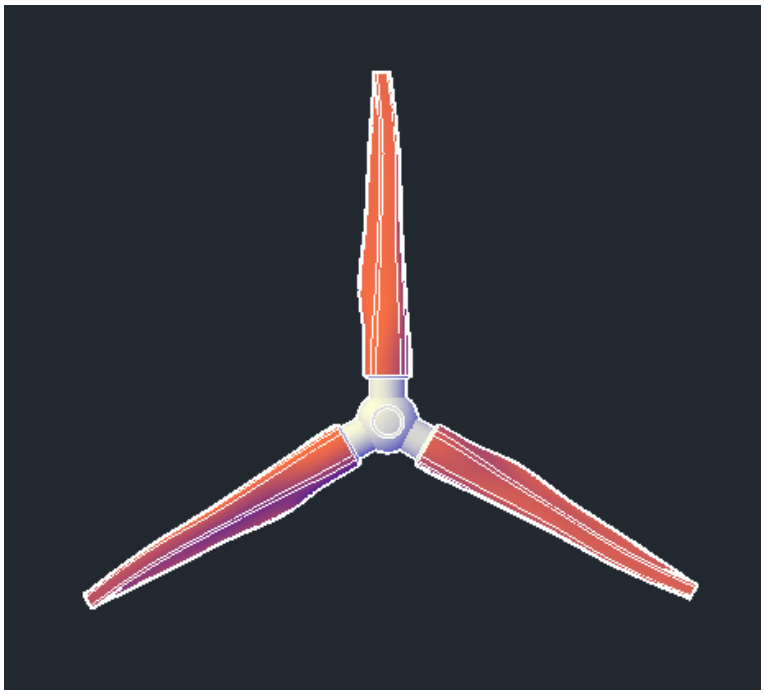


*Figura 11.10. Turbina Marina del presente proyecto realizada por Ángela Pardo Arenas*

La turbina consta de un regulador de paso para las palas para regular la potencia, este tipo de turbinas están diseñadas para soportar profundidades de hasta 100m.

Los alabes tienen un peso de 2,000kg cada uno, tiene 1,5m en su punto más ancho y una raíz de 1,3m. La hoja tiene un espesor en el centro de 300 mm acabando con 50 mm de espesor en la punta.

Puede soportar corrientes agua de hasta 5 m/s, pero en nuestro caso utilizaremos corrientes de alrededor de 1,4 m/s, el cual generará una potencia aproximada de 500 kW, obteniendo 5 MW capaces de abastecer unos 250 hogares.

Para capturar la energía del agua de las mareas, ya que sube y baja, la turbina permanece inmóvil, pero las hojas se puede ajustar para girar a través de 270 ° para acomodar el cambio en el flujo de agua

La composición de las cuchillas se trata de una mezcla de vidrio y preimpregnados de fibra de carbono, todos curados al horno. La utilización de estos materiales es debida a su resistencia a grandes profundidades, evitando así deterioro de los materiales o fallos.

### 11.3.2. Soporte/Estructura

La estructura está diseñada para soportar el peso de la góndola y los alabes, esta estructura cuenta con un sistema de enganche con la góndola muy fiable y fácil de realizar, con el objetivo de disminuir lo máximo posible los trabajos durante su montaje en el fondo marino.

La estructura consta de un soporte con unas guías en las que se introducen los enganches de la góndola y permiten su anclaje sin riesgo de accidente, se trata de un anclaje por gravedad, a continuación se muestra dicho anclaje.



*Figura 11.11. Enganche de la estructura con la góndola*

La estructura tiene un peso de 160 toneladas. Es una estructura tubular cuyo objetivo es aportar el aporte necesario mediante una estructura simple. Consta de un tubo central de cual salen otros dos más pequeños formando así las 3 patas, tiene colocados unos refuerzos para asegurar su estabilidad.




*Figura 11.12. Estructura real de la turbina*

La altura de la estructura será de unos 21 metros, respetando en todo momento las distancias necesarias para el transcurso de los barcos sobre ellas.

La estructura consta de 3 patas, las cuales están dispuestas con unos orificios en los cuales se introducen las ballestas que aseguraran su anclaje en el fondo. Estas ballestas tienen un peso de 800 toneladas, su peso es tan elevado puesto que es el único anclaje de estas turbinas en el fondo. Este tipo de anclaje favorece al impacto ambiental ya que no se están realizando ningún tipo de perforación para su correcta sujeción.



*Figura 11.13. Ballestas de sujeción del presente proyecto diseñada por Ángela Pardo Arenas*

La altura de la estructura completa (incluyendo la turbina) es de unos 33,5 m desde el fondo del mar.

A continuación, podemos observar el diseño de la estructura de la turbina, con sus correspondientes anclajes y sistemas de sujeción.

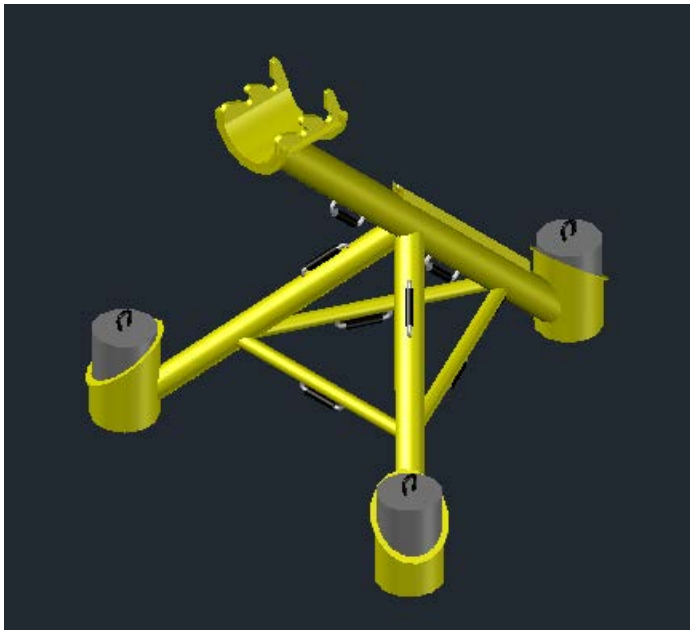


*Figura 11.14. Estructura de la Turbina Marina del presente proyecto diseñada por Ángela Pardo Arenas*

### 11.3.3. Generador

Como se ha comentado anteriormente, es necesaria la presencia de un generador de corriente continua para poder obtener la energía eléctrica, el generador estará emplazado en la góndola, que mediante un rotor lo hará girar y producir electricidad.

El generador utilizado para esta turbina es fabricado por ATB Morley y suministra 6600 V. Las características de la instalación, entre las cuales se encuentran las del generador son las siguientes:

**Technical characteristics**

| | |
|---|---|
| Rated power: | 500-2,000 kW (site dependant) |
| Power regulation: | Variable pitch, yawing system, variable speed |
| Operating depth: | 35-100 m |
| **Rotor:** | |
| Type: | 3 bladed open |
| Rotor swept area: | 300-500 m² |
| Nominal speed: | approx. 10 rpm |
| **Generator:** | |
| Type: | Induction |
| Nominal output: | 500-2,000 kW |
| **Weight:** | |
| Nacelle: | approx. 130 t |
| Substructure: | approx. 150 t |
| Installation: | Heavy lift vessel/barge (with ROV support) |
| Lifetime/Service: | 25 years/every 5 years |

*Figura 11.15. Características de la instalación*

Como se puede observar, la potencia nominal puede variar entre 500 kW y 2000 kW. Con respecto la regulación de potencia puede funcionar con una velocidad variable, paso variable. La velocidad nominal es de aproximadamente 10 rpm. Se trata de un generador de inducción.

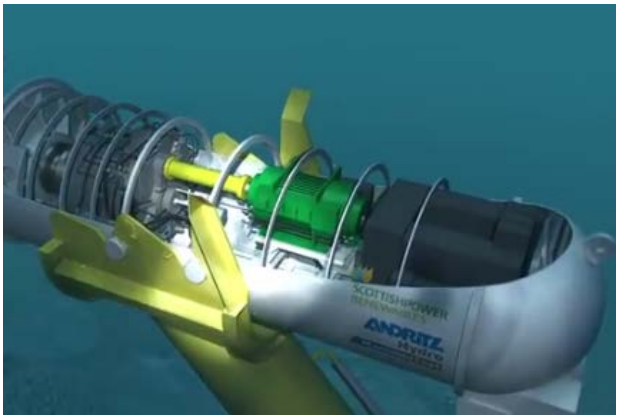


*Figura 11.16. Componentes de la góndola*

### 11.3.4. Línea eléctrica

La línea eléctrica tiene la misión de transportar la energía eléctrica desde la salida del generador hasta la caja de bornas situada en el fondo marino, una vez las líneas de todas las turbinas estén conectadas, toda la electricidad se juntará pasando por una única línea eléctrica que será la encargada de transportarla a la superficie.

La línea eléctrica tendrá que ser resistente al agua y a las grandes profundidades en las que va a implantarse.



*Figura 11.17. Colocación de la línea eléctrica*

Para el presente proyecto se ha escogido un cable eléctrico marino de diámetro 600 mm, este cable es resistente a todas las condiciones de trabajo.

# ANEJO 12. **MODELO NUMÉRICO**

*ANEJO 12.* ***MODELO NUMÉRICO***

INDICE DE CONTENIDOS:

12. MODELO NÚMERICO ..... 3
12.1. Introducción y Método Numérico ..... 3
12.1.1. Introducción al CFD ..... 3
12.1.2. La estructura del código de CFD ..... 5
12.1.3. Ecuaciones fundamentales ..... 8
12.1.4. Modelado turbulento ..... 10
12.1.5. El software Ansys Fluent ..... 14
12.1.6. Dominio computacional ..... 18
12.2. Resultados ..... 21

# 12. MODELO NÚMERICO

## 12.1. Introducción y Método Numérico

### 12.1.1. Introducción al CFD

Con la dinámica de fluidos computacional (CFD) podemos indicar la solución numérica de las ecuaciones diferenciales elementales de los flujos de los fluidos, con la ayuda de los ordenadores.

Esta técnica tiene una amplia gama de aplicaciones en la ingeniería. En el campo de la investigación aerodinámica, esta técnica ha ido desarrollándose obteniendo cada vez más prestigio puesto que es muy importante para el estudio del comportamiento de las turbomaquinas.

Esta técnica se pueden conseguir una serie de valiosas ventajas dándole al problema de dinámica de fluidos un enfoque mediante CFD, entre estas ventajas están las siguientes:

- El CFD es más rápido y sin duda más barato. Ofrece una reducción considerable del tiempo y los costes para las soluciones de los problemas en comparación con los enfoques tradicionales. En la fase temprana del proceso de diseño está disponible una evaluación de diferentes soluciones con el fin de ajustarlas a las tareas requeridas. Por lo tanto, las pruebas experimentales se llevarán a cabo solo en algunos modelos, como resultado del análisis en CFD.

- El análisis del tamaño completo de modelos de grandes dimensiones es difícil de realizar.
- Los modelos numéricos de los problemas físicos tienen una buena precisión y fiabilidad debido una vez más a las nuevas mejoras matemáticas de los esquemas de solución y de los modelos de turbulencia.
- Debido a los últimos avances, en la mayoría de los casos la predicción de un problema de dinámica de fluidos no requiere una estación de trabajo de gran potencia dedicada exclusivamente a dicha labor puesto que a veces es suficiente con un ordenador persona.

La modelización numérica de un problema de dinámica de fluidos implica en primer lugar una lectura precisa de los fenómenos físicos que se presentan. Todas las características relevantes encontradas deberán indicarse en este primer paso, incluyendo la geometría, los materiales, las condiciones de contorno, las cuales deberán definirse de la manera más simple posible pero sin cometer errores extremos con las hipótesis. Sin embargo, pueden ser aceptadas una serie de simplificaciones y será inevitable con el fin de modelar los problemas de la dinámica de fluidos adecuadamente.

### 12.1.2. La estructura del código de CFD

Una visión general completa de las técnicas utilizadas para resolver los problemas en el fluido se estudia mediante este método. En los códigos comerciales se ofrece un cómodo interfaz al usuario con la posibilidad de crear fácilmente las distintas opciones y para analizar los resultados. Se distinguen tres fases en los códigos de CFD, que corresponderán a las tres fases de análisis del problema.

- Preprocesador

En esta primera fase el problema físico se incluye en el modelo matemático. En esta fase se define el dominio computacional. Para ello, se divide en un cierto número de elementos que constituyen la malla y la rejilla. Las propiedades del fluido y las condiciones de contorno se establecen también en esta parte. Dado que la solución del CFD para un problema de dinámica de fluidos se da a nivel local, para las posiciones bien definidas dentro de la rejilla de cálculo, la precisión depende en gran medida del número total de elementos que componen la malla. Una regla empírica dice que cuanto mayor es el número de elementos mejor es la precisión de la solución a pesar de que el esfuerzo de la CPU y el tiempo total de convergencia sean mayores. En consecuencia, la red óptima no deberá ser uniforme pero deberá ser más fina donde mayor sean los gradientes de las variables y más gruesos en las regiones que se caracterizan por suaves cambios en el flujo. El resultado final de la simulación en CFD depende fuertemente del pre-procesamiento.

- Solucionador

El algoritmo de una solución numérica es el núcleo de un código CFD. Todos los medios de resolución por CFD trabajan con el siguiente patrón:

- Modelización de las incógnitas del problema por medio de las funciones analítica simples.
- Discretización de las ecuaciones que rigen para los flujos de fluidos, debidamente modificado mediante la sustitución de las antiguas funciones mencionadas.
- Resolver el sistema de ecuaciones algebraicas.

La mayoría de los códigos comerciales de CFD (por ejemplo, Anys Fluent) se basan en una discretización de un volumen finito y realiza las siguientes operaciones:

- La integración de las ecuaciones que rigen el volumen de control dentro del dominio computacional.
- Discretización: los términos de flujo que se ocupan de los procesos de convección y difusión se aproximan con un enfoque diferencial finito, así como los términos fuente cuando estos están presentes con el fin de obtener un sistema de ecuaciones algebraicas.
- Resolver el sistema algebraico de ecuaciones con métodos iterativos.

La fase de integración distingue entre los métodos FV (volúmenes finitos) y otras técnicas numéricas. Mediante la integración de las ecuaciones fundamentales se obtiene un nuevo conjunto de ecuaciones, según la cual se conservan las propiedades fundamentales de cada una de las celdas de control dentro del dominio computacional. Las características que hacen preferible el enfoque del volumen finito con respecto a la dinámica de los problemas de termo-fluidos es el principio de la conservación.

- Post-tratamiento

Bajo esta definición se incluye el análisis de los resultados de la solución. El solucionador de salida es un conjunto de variables de solución asociado a la red dando volúmenes. Estos datos deben ser recogidos, elaborándolo lo máximo posible para el análisis, con el fin de producir una representación física de la solución. Algunos paquetes de software CFD (como por ejemplo, Ansys Fluent) contienen una sección de post-procesamiento. Otros solucionadores necesitan una herramienta externa para el tratamiento de datos, que puede ser comercial (existen paquetes completos para este ámbito) o un código especifico. De todos modos, uno podría ser capaz de realizar las siguientes operaciones de post-procesamiento:

- Visualización de la cuadricula del dominio.
- Parcelas vectoriales de variables de solución.
- Lineal, superficie, integrales de volumen.
- A nivel de Iso y contorno de parcelas de solución de variables, dentro de las zonas de dominio seleccionadas.
- Dibujo gráfico bidimensional y tridimensional.
- Seguimiento de trayectorias de línea.
- Operaciones algebraicas y analíticas dentro de las variables.
- Representaciones dinámicas, animaciones, etc.

En general nos tenemos referir al campo de flujo resuelto, ya que había sido una situación de la prueba experimental. Entre el conjunto de datos dado, podríamos operar ya que estábamos usando instrumentos reales, mediante la selección de la posición “virtual” de sondas o superficies de control en los que se centra nuestro interés.

### 12.1.3. Ecuaciones fundamentales

El dominio del problema se divide en volúmenes más pequeños llamados elementos. Ansys Fluent aplica condiciones de contorno específicos y también las condiciones iniciales para el campo con el fin de resolver las ecuaciones fundamentales para cada variable de flujo de cada elemento.

Las ecuaciones fundamentales de flujo utilizadas son las ecuaciones de Navier-Stokes con el promedio de Reynolds (RANS). Las ecuaciones RANS se derivan mediante la sustitución de la descomposición de Reynolds para las variables de fluidos turbulentos, velocidad y presión para flujos incompresibles, para la conservación de las ecuaciones de la masa y el momento, por lo que se promedia el tiempo de las ecuaciones.

La descomposición de Reynolds de la velocidad y de la presión expresa valores instantáneos de las variables y sus derivados como la suma de la media, el valor fluctuante:

$$u_i = \overline{u_i} + u_i'$$

$$p = \overline{p} + p'$$

Donde ū es el flujo medio de la velocidad, ṗ es la presión media, u' es la fluctuación de la velocidad y p' es la fluctuación de la presión. Las ecuaciones RANS resultantes, son las siguientes:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \overline{u}_i) = 0$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho \overline{u}_i) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \overline{u}_i \overline{u}_j) = -\frac{\partial \overline{p}}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}\left[\mu\left(\frac{\partial \overline{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \overline{u}_j}{\partial x_i}\right)\right] + \frac{\partial}{\partial x_j}(-\rho \overline{u_i' u_j'}) + S_i$$

Las ecuaciones RANS contienen muchos términos similares a los que se encuentran en la conservación instantánea de las ecuaciones de la masa y el momento, como si fueran un término de aceleración temporal, también aparecen el termino convectivo de aceleración, un término gradiente de presión, el gradiente de esfuerzo viscoso, y un término fuente $S_i$.

Las ecuaciones RANS se formulan con la velocidad media y la presión media como factores desconocidos, en lugar de la velocidad instantánea y la presión instantánea en la ecuación de Navier Stokes. Las ecuaciones RANS, sin embargo, tienen un plazo adicional que contiene las velocidades fluctuantes. Este término adicional:

$$-\rho \overline{u_i' u_j'}$$

Se conoce tradicionalmente como el término de estrés de Reynolds, y representa los efectos del transporte turbulento del flujo medio. Este término, el cual representa potencialmente nueve incógnitas independientes separadas de los componentes de la velocidad media y la presión que deben expresarse en términos de las variables claves, con el fin de hacer a las ecuaciones RANS un problema matemáticamente conocido( cuatros ecuaciones y cuatro incógnitas). Este aspecto importante de las ecuaciones RANS y sus métodos de solución para flujos turbulentos se denomina clásicamente como el problema de cierre.

### 12.1.4. Modelado turbulento

El problema de cierre descrito en el apartado anterior presenta un requisito de modelar el término de estrés de Reynolds como una función de otras variables resuelta en el problema.

Esto ha dado lugar a una amplia variedad de enfoques de modelado de la turbulencia, compatibles con la premisa básica de la ecuación de RANS. Para terminar el problema se realiza una gestión de sistemas de ecuaciones que pueden resolverse computacionalmente. Una comúnmente utilizada es la hipótesis de Boussinesq, según la cual las tensiones de Reynolds son proporcionales a la cizalladura media en el flujo:

$$-\rho\overline{u_i'u_j'} = \mu_t\left(\frac{\partial\overline{u_i}}{\partial x_j} + \frac{\partial\overline{u_j}}{\partial x_i}\right) - \frac{2}{3}\rho k\delta_{ij}$$

Donde k es energía cinética turbulenta, $\mu_t$ es la viscosidad turbulenta, y $\delta_{ij}$ es el delta de Dirac. A través del análisis dimensional, se puede demostrar que el término de viscosidad turbulenta puede ser escrito como:

$$\mu_t = C\rho vl$$

Donde C es un coeficiente, ρ es la densidad, v es una escala de velocidad, y l es la escala de longitud. Se han desarrollado modelos diferentes para resolver la viscosidad turbulenta por las escalas de longitud y velocidad. Todos los modelos tienen diferentes grados de precisión. El método utilizado en este proyecto se denomina modelo k-ε de

turbulencia. El k-ε modelo fue elegido porque es un uso común, es un modelo de turbulencia robusto. La escala de longitud y velocidad para el modelo k-ε es la siguiente:

$$v = k^{1/2}$$

$$l = \frac{k^{3/2}}{\epsilon}$$

Donde k es la energía cinética turbulenta y ε es el ratio de disipación turbulento, tal que:

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\epsilon}$$

Donde C es una constante adimensional que toma el valor normalmente de C=0.09. Por lo que tanto, k y ε deben ser calculados para obtener la viscosidad turbulenta. La energía cinética turbulenta se calcula:

$$k = \frac{1}{2}\overline{u_i'^2}$$

Y el ratio de disipación turbulenta es igual a:

$$\epsilon = 2\nu\overline{(s'_{ij} \cdot s'_{ij})}$$

$$s'_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u'_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u'_j}{\partial x_i}\right)$$

K y ε dependerán de la parte de la velocidad fluctuante, sus respectivas ecuaciones de transporte dependerán de los términos de fluctuación de la relación de velocidad y presión. Por lo tanto, las ecuaciones pueden resolverse directamente con solo la media de términos de flujo. Con el fin de resolver k y ε, los términos fluctuantes en sus ecuaciones de transporte deben ser modelados utilizando cantidades significantes de flujo y coeficientes. Esto se hace para la ecuación de la energía cinética turbulenta para el transporte dividiendo los términos en una tasa temporal de cambio a largo plazo, un término de convección, un término de difusión, un término de producción basado en el esfuerzo cortante medio y un término de destrucción basado en el ratio de disipación turbulenta.

$$\frac{\partial(\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho k \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_i}\left(\frac{\mu_t}{\sigma_k}\frac{\partial k}{\partial x_i}\right) + 2\mu_t S_{ij} \cdot S_{ij} - \rho\epsilon$$

Donde $\sigma_k$ es el numero turbulento de Prandtl para energía cinética, normalmente se considera que $\sigma_k = 1$, y $S_{ij}$ es la velocidad de deformación media.

$$S_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{u}_j}{\partial x_i}\right)$$

La ecuación para el ratio de disipación turbulento utilizado como parte del modelo k-ε es puramente empírica. ε es conocido comúnmente como el ratio de transferencia de energía a gran escala para escalas pequeñas a través de la cascada turbulenta. Como tal, puede ser determinada en su totalidad por los grandes movimientos de inercia y escala, y no por el rango disipativo. La ecuación exacta para ε deberá de contener múltiples procesos en los rangos de disipación pero sería innecesariamente complicado el cálculo, por lo tanto la ecuación para ε utilizada en el modelo k-ε se basa en la mayor escala de movimiento, y como resultado es empírica.

Tiene una estructura similar a la ecuación cinética turbulenta de transporte de energía: una tasa temporal de cambio de término, un término de convección, un término de difusión, un término de producción y un término de destrucción.

$$\frac{\partial \rho \epsilon}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho \epsilon \bar{u}_i) = \frac{\partial}{\partial x_i}\left(\frac{\mu_t}{\sigma_\epsilon}\frac{\partial \epsilon}{\partial x_i}\right) + C_{\epsilon 1}\frac{\epsilon}{k}2\mu_t S_{ij} \cdot S_{ij} - C_{\epsilon 2}\rho\frac{\epsilon^2}{k}$$

Donde $C_{\varepsilon 1}$ es un modelo constante empírico, normalmente toma el valor de $C_{\varepsilon 1}$ =1.44, $C_{\varepsilon 2}$ es otro modelo constante empírico, normalmente toma el valor de $C_{\varepsilon 2}$ =1.92, y $\sigma_\varepsilon$ es el número de Prandtl turbulento para el ratio de disipación, tomando un valor normalmente aproximado de $\sigma_\varepsilon$=1.3.Para el desarrollo de este proyecto, ninguna de las constantes serán cambiadas.

### 12.1.5. El software Ansys Fluent

#### *12.1.5.1. Aproximación a volúmenes finitos*

El código comercial de Ansys Fluent resuelve ecuaciones integrales que sirven para determinar la conservación de la masa y la cantidad de movimiento, y (en su caso) para la energía y otros escalares, como la turbulencia y especies químicas. En ambos casos, se utiliza una técnica basada en el control de volumen, que consiste en lo siguiente:

- División del dominio en volúmenes discretos de control utilizando una rejilla de cálculo.
- Integración de las ecuaciones que rigen sobre los volúmenes individuales de control para la construcción de las ecuaciones algebraicas para las variables dependientes discretas (incógnitas), tales como velocidades, presiones, la temperatura y escalares conservados.
- Linealización de las ecuaciones discretas y de los resultantes sistemas de ecuaciones lineales, para producir valores actualizados de las variables dependientes.

Ansys Fluent es un solucionador en 2D/3D de mallas desestructuradas, que adopta algoritmos de solución multicuadricula. Utiliza una red reubicada, lo que significa que todo el flujo de parámetros se almacena en los centros de celdas. Está escrito en lenguaje C, que permite a los usuarios introducir una serie de modificaciones del modelo a través de las UDF (Users Defined Functions). Los procesos pueden ser fácilmente paralelizados en varios nodos de computación.

Dos métodos numéricos están disponibles en Ansys Fluent:

- Solucionador basado en las presiones
- Solucionador basado en las densidades

El primero de ellos fue desarrollado para flujos incompresibles de baja velocidad, mientras que el segundo fue creado para la solución de flujos compresibles de alta velocidad. Aunque se han modificado recientemente con el fin de operar para una gama más amplia de condiciones de flujo, en el presente estudio, que involucra flujos incompresibles, se prefiere un enfoque basado en la presión.

#### *12.1.5.2. Modelado de flujos con marcos de referencia rotacional*

Las ecuaciones de flujo de fluido suelen resolverse por Ansys Fluent en un marco estacionario de referencia. Sin embargo, hay muchos problemas que requieren que las ecuaciones se resuelvan en un sistema no inercial del marco de referencia. El movimiento de rotación del rotor de una turbina marina es el caso del presente proyecto. Con un marco de referencia en movimiento, el flujo existente alrededor de la parte móvil puede ser modelado (con algunas restricciones) como un problema en estado estacionario con respecto al bastidor móvil.

La capacidad del modelado del marco de referencia móvil de Ansys Fluent permite modelar problemas que involucran partes móviles mediante la activación de los sistemas de referencia en movimiento en la zona de las celdas seleccionadas. Cuando se activa un sistema de referencia en movimiento, las ecuaciones del movimiento se modifican para incorporar los términos de aceleración adicionales que se producen

debido a la transformación del marco de referencia estacionario en uno móvil. Por la resolución de estas ecuaciones en forma de estado estacionario, el flujo alrededor de las partes móviles puedes ser modelado.

Para problemas simples, se puede emplear un solo marco de referencia móvil para referirse a todo el dominio computacional. Esto se conoce como la referencia a un único enfoque de marco (o SRF).

#### *12.1.5.3. Definición de las condiciones de contorno*

Las condiciones de contorno (BCS) especifican las variables de flujo en las fronteras del modelo físico elegido. Son, por tanto, un componente crítico de la simulación, y es importante que se especifiquen adecuadamente. La utilización de las condiciones de contorno siguientes, se muestra a continuación:

- Muro (antideslizante)

Se utiliza para fluidos ligados y regiones sólidas, por ejemplo la hoja de la superficie de una turbina marina. La condición no deslizante es un ajuste predeterminado de los flujos viscosos y el cálculo del esfuerzo constante en flujos turbulentos siguiendo el modelo turbulento adoptado.

- Velocidad de entrada

Las condiciones de entrada de la velocidad se utilizan para definir las velocidades de flujo, junto con todas las propiedades escalares pertinentes del flujo, en las

entradas del mismo, esta condición es adecuada para flujos incompresibles, mientras que para flujos compresibles se conduce a un resultado no físico.

- Presión de salida

Esto significa que se establece una presión estática específica en la salida, y permite también asignarle un conjunto de condiciones de flujo de retorno para minimizar las dificultades de convergencia. La distribución de equilibrio radial también se añade para hacer girar simulaciones en el dominio, por lo que el gradiente de presión que se da como una función de la distancia desde el eje de rotación R y la componente tangencial de la velocidad $v_0$.

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\rho v_\theta^2}{r}$$

- Simetría

Es el análogo del deslizamiento cero de cizallamiento en el flujo viscoso del muro. En el plano de simetría tanto la velocidad como los gradientes de todas las variables normales a dicho plano son cero.

- Periodico

Se utilizan para aprovechar la naturaleza del modelo repitiendo periódicamente tanto las geometrías como los patrones de flujos. Los límites periódicos están siempre en parejas y los volúmenes sobre la superficie son dos caras vecinas, es decir, el flujo de salida del uno es el flujo de entrada del otro.

#### *12.1.5.4. Post-tratamiento*

Ansys Fluent permite un post-procesamiento completo de datos de la solución. La mayoría de ellos son operaciones. Por otra parte, los datos de la solución pueden ser fácilmente exportados en diversos formatos de archivos comunes, para ser analizados con otras herramientas de procesamiento.

### 12.1.6. Dominio computacional

Ni la torre ni el suelo se incluyeron en el modelo, se asumió un perfil de la velocidad del agua uniforme a la entrada del dominio. Para generar la malla del volumen para el rotor de tres palas, se aprovecharon los 120° utilizados en la periodicidad del rotor generando solo el volumen alrededor de una hoja. Las dos hojas restantes se incluyeron en los cálculos utilizando las condiciones periódicas de contorno.

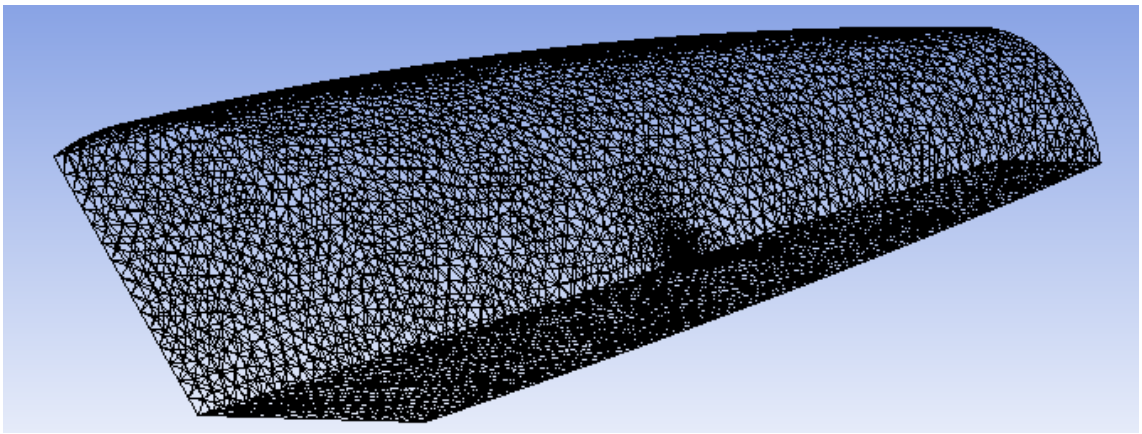


*Figura 12.1. Mallado de la sección a 120 grados del volumen de agua con el fluido para el modelo realizado por Ángela Pardo Arenas*

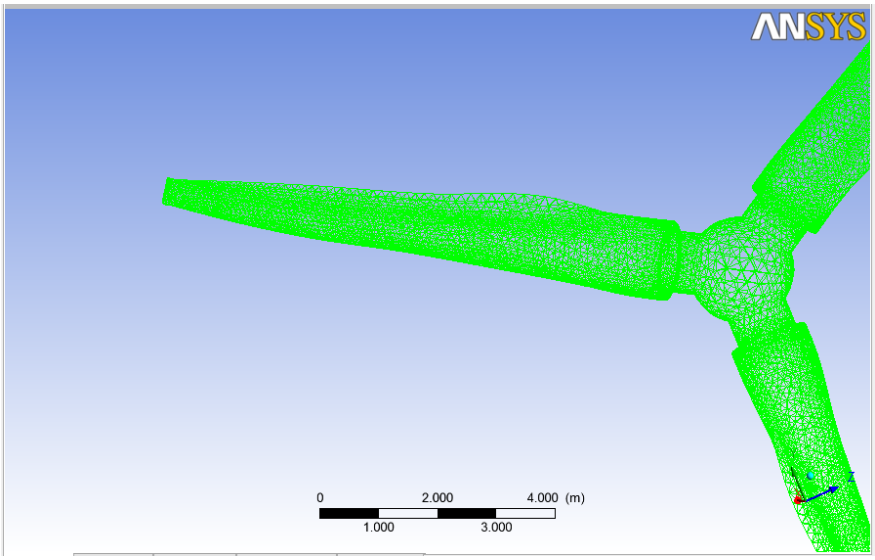



*Figura 12.2. Mallado del alabe realizado en el presente proyecto por Ángela Pardo Arenas*

El dominio computacional tiene forma cónica extendiéndose en la dirección axial aproximadamente 5 diámetros aguas arriba de la turbina y 10 diámetros aguas debajo de la misma. En el plano del rotor, el diámetro del dominio fue 3 veces mayor que la del rotor. Estas dimensiones han sido el resultado de un estudio dedicado a los límites de dependencia exterior.

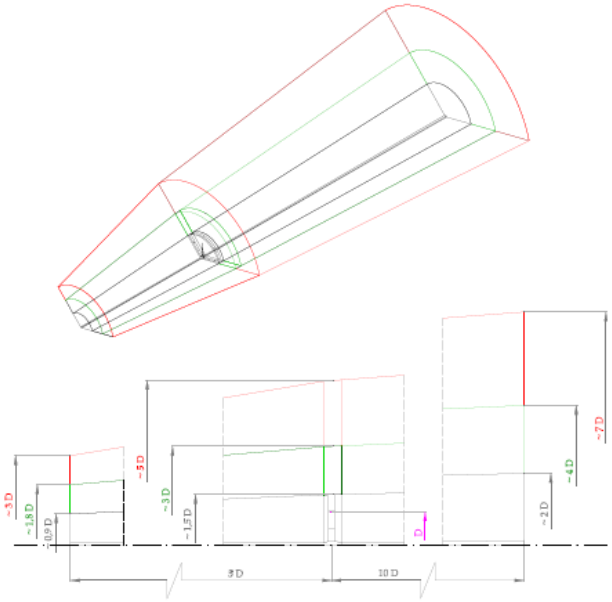



*Figura 12.5. Gráfico de las diferentes combinaciones de diámetro de estudio.*

En el caso de este proyecto, se utilizarán los valores intermedios, correspondientes a los valores en color verde, ya que son los más apropiados para nuestro estudio.

## 12.2. Resultados

El objetivo del presente apartado reside en la simulación del comportamiento de una turbina marina con respecto a la masa de agua que circula a través de la misma.

Para ello se ha diseñado el modelo de funcionamiento, por motivos de rapidez en los cálculos y facilidad en su manejo, al ser un modelo simétrico, se ha trabajado con una porción a 120° de la masa del agua con la turbina para posteriormente aplicarle unas condiciones de periodicidad para emular la geometría real.

El modelo principal se ha diseñado en Autocad, debido a la rapidez en su modelado, una vez modelado se exportó al Ansys Fluent para comenzar la simulación.

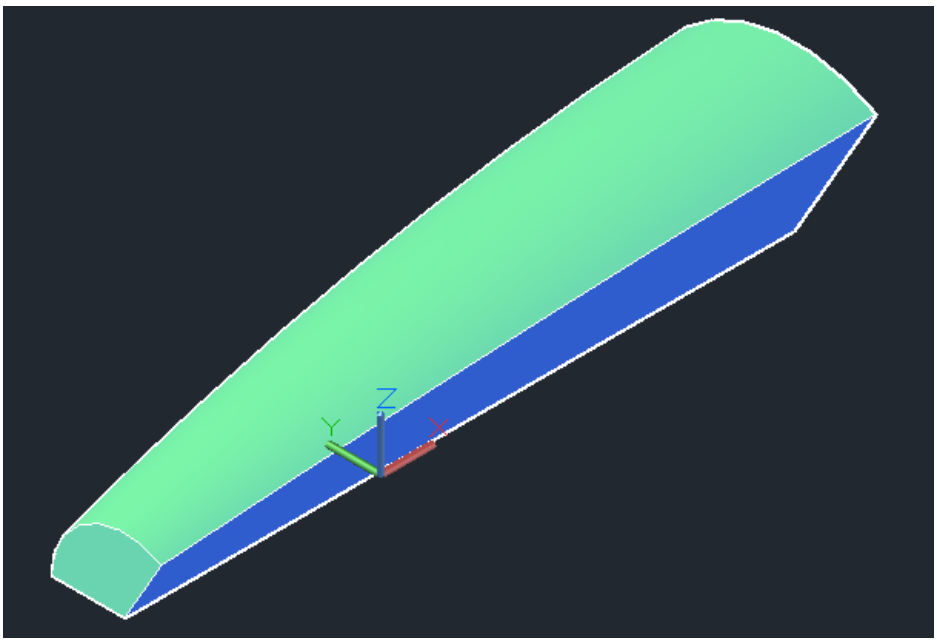



*Figura 12.6. Modelo en AutoCAD de la masa se agua con la turbina del presente proyecto realizado por Ángela Pardo Arenas*

En el centro de la masa de agua está situado una sección del alabe a 120° también.

Una vez finalizado el modelo, será exportado al DesginModeler para ajustar la geometría existente a la aceptada por este programa. En este programa de diseño lo que tenemos que hacer es formar un único cuerpo compuesto por dos partes para poder realizar los cálculos posteriores.

Para poder simular el modelo, es necesario que a la masa de agua le quitemos la porción correspondiente al alabe, para configurar correctamente el volumen del agua. Con este modelo lo que vamos a mirar es la turbulencia que genera, conocer el volumen de agua que entra y sale de la turbina, así como determinar otros factores.

Una vez listo el modelo y comprobado que todas las caras son simétricas y que el programa las reconoce perfectamente, pasaremos al siguiente paso que es el mallado.

El mallado se realiza con uno de los programas de Ansys llamado Mesh, con este programa lo que vamos a hacer es asignar a cada cara el nombre que le corresponde para que el programa entienda las entradas y salidas del flujo de agua, así como las paredes inferiores que van a ser periódicas entre sí. A la pared redondeada superior la asignaremos el nombre de pared de agua, para limitar de alguna manera el alcance del agua.

Una vez nombradas todas las caras, vamos darle las condiciones de periodicidad. Para poder asignarle estas condiciones al modelo, es necesario generar un sistema de

referencia cilíndrico, este sistema cilíndrico se utilizará para darle las condiciones de periodicidad con respecto a uno de los ejes para que el modelo se genere alrededor del mismo. Este paso se realiza para poder simular el volumen cilíndrico completo a partir de la sección a 120°.

Una vez listos todos los parámetros definidos anteriormente, lo último que nos falta es mallarlo. El mallado en las caras exteriores será un mallado sencillo y con un nivel de detalle medio mientras que la zona donde se situaría el alabe necesita un nivel de mallado más preciso, con unas mallas cada vez más pequeñas para intentar ajustarlo lo máximo posible a la geometría real.

Una vez realizado el mallado, el siguiente paso es abrir el Ansys Fluent para comenzar a introducir parámetros y obtener resultados del modelo.

Como datos de partida, conocemos que el flujo de agua tiene una velocidad de entrada de 1,4 m/s, se supondrá una presión a la salida de 0.8 atm.

Para poder obtener una serie de datos del modelo, es necesario activar las ecuaciones hidrodinámicas que quieres utilizar en el modelo, en nuestro caso activaremos la ecuación de la viscosidad eligiendo el modelo K-ε que es el más adecuado para los trabajos que deseamos realizar.

Es necesario designar los materiales utilizados, en este caso, como solo vamos a simular la masa de agua como materiales escogeremos agua líquida, hay que tener en cuenta que nos encontramos en un ambiente marino por lo que es necesario cambiar la

densidad del agua dulce por la del agua salada que es 1025 kg/$m^{3.}$ Para la simulación hemos suprimido la parte de la turbina marina, porque nos centraremos en el estudio hidrodinámico no en el estudio mecánico de la parte del sólido.

A continuación le asignamos al modelo las condiciones de contorno. Comenzamos con la entrada de agua a la turbina, la velocidad de la corriente es de 1,4 m/s pero en vez de introducir valores de velocidad vamos a introducir valores de flujo másico, para una velocidad de 1,4 m/s tenemos un flujo másico de entrada de 2100000 kg/s. Se trata de una gran cantidad de agua a la entrada de la turbina puesto que tiene un área de 1452,23 $m^2$. En la salida de la turbina solo conocemos el valor de la presión, la cual es de 0.8 atm. En este modelo supondremos la ley de la conservación de la masa, por lo que todo el flujo másico que entra será igual al que sale.

Con respecto a las caras periódicas, se les asigna en la opción “tipo” elegida como una interface para que el programa entienda la periodicidad. El programa crea un nuevo elemento llamado “periodic” debido a la existencia de caras periódicas en el modelo.

Para simular el movimiento rotacional del alabe hemos empleado el modelado de flujos con marcos de referencia, suponiendo que la parte móvil es la del agua, y la fija la turbina, simulado así que el agua se mueve alrededor de la turbina.

Hemos dado las propiedades de movimiento al fluido, que en este caso se refiere a la masa de agua, asignándole una movilidad con un movimiento absoluto en el eje X con una velocidad de rotación de 10 rpm.

Para poder conseguir este movimiento relativo, es necesario indicarlo en las condiciones de contorno. Tenemos 2 paredes, la que limita el volumen fluido y la de la turbina, empezamos por las condiciones la turbina en la opción movimiento de la pared escogemos que es una pared móvil, con un movimiento absoluto a la masa de agua, tiene un movimiento relativo de carácter rotacional de 0 rpm en el eje de rotación X, por lo que se está indicando que este elemento es fijo al darle una velocidad de rotación igual a 0 rpm.

Hacemos lo mismo con la pared de agua, la cual elegiremos que es una pared móvil con un movimiento relativo rotacional a la masa de agua seleccionada anteriormente de 0 rpm, girando sobre el eje X a la vez que la masa de agua.

A continuación, vamos a designar la condición de periodicidad en la opción "Mesh Interface", previamente en las condiciones de contorno habíamos designado las caras periódicas como interfaces, para con esta opción poder desarrollarlas. Para ello seleccionamos las dos caras periódicas, indicándole que estaban designadas en las condiciones de contorno, se elige la opción de condiciones de contorno periódicas, en concreto el tipo rotacional, es necesario asignarle el ángulo de 120°. Una vez aceptado, el programa llevara a cabo la periodicidad de las caras.

Una vez definidos todos los parámetros, comienza la simulación pudiendo obtener una serie de valores.

| Superficie | Área($m^2$) | Presión Estatica (atm) | Flujo másico (kg/s) |
|---|---|---|---|
| Entrada | 1452,23 | 11,341 | 2100000 |
| Salida | 7195,1 | 11,546 | -2100000 |

También podemos determinar el alcance de las turbulencias, con la finalidad de la colocación de las turbinas. Como podemos observar de la figura 12.7, simulada en Ansys Fluent, podemos ver que a medida que avanza la turbulencia va disminuyendo hasta llegar al punto de adoptar casi un régimen no perturbado a una distancia de unos 200 metros de la turbina. El área de influencia radial se limita a poco más que el diámetro de la turbina por lo que no existirían problemas de turbulencias por la colocación de turbinas en la misma fila a una distancia cercana, ya que la turbulencia radial es pequeña como se muestra en la figura 12.8. Donde sí habrá que tomar precauciones es en la colocación de varias filas, ya que habrá que respetar los 200 metros hasta que las turbulencias empiezan a normalizarse. Para asegurar el funcionamiento, la colocación se hará a tresbolillo con el fin de minimizar el impacto de las turbulencias en las filas posteriores.

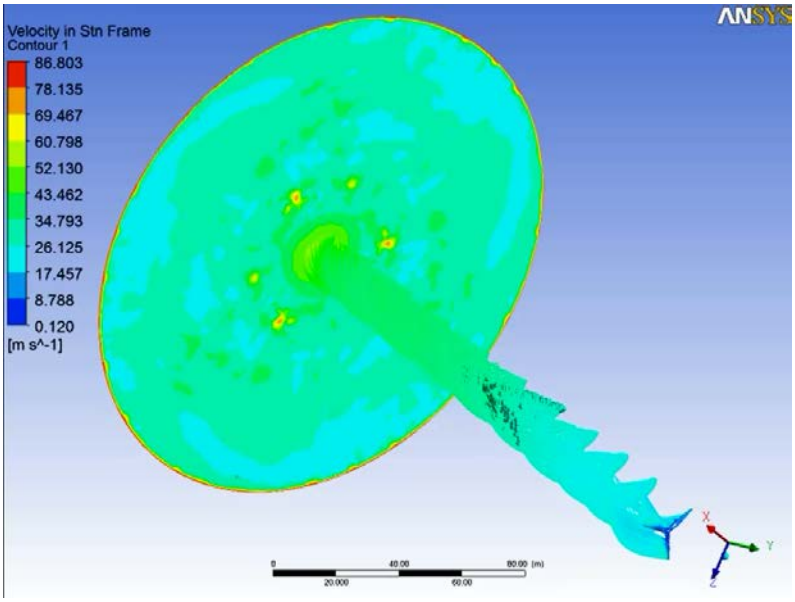



*Figura 12.7. Simulación del comportamiento de las turbulencias de la turbina del presente proyecto realizado por Ángela Pardo Arenas*

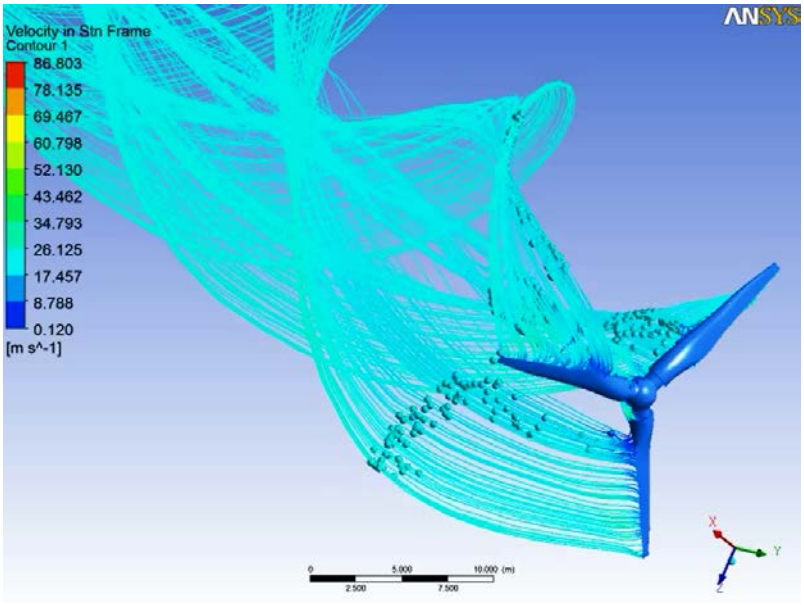



*Figura 12.8. Simulación de la turbulencia radial de la turbina del presente proyecto realizado por Ángela Pardo Arenas*

# ANEJO 13. **NORMATIVA**

*ANEJO 13.* ***NORMATIVA***

INDICE DE CONTENIDOS:

1.2.1.13. NORMATIVA ..... 3
1.2.1.13.1. Normativa medioambiental marítima ..... 3
1.2.1.13.1.1. Normativa Nacional ..... 3
1.2.1.13.1.2. Normativa Europea ..... 16
1.2.1.13.1.3. Convenio Internacional ..... 28
1.2.1.13.2. Normativa Energética ..... 37

# 1.2.1.13. NORMATIVA

## 1.2.1.13.1. Normativa medioambiental marítima

### 1.2.1.13.1.1. Normativa Nacional

- Ley 3/2006, de 30 de marzo, de gestión de emergencias de las Illes Balears

BOE nº 113, de 12.05.06

- Real Decreto 276/2005, de 11 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 2 del Real Decreto Ley 4/2004, de 2 de julio, por el que se adoptan determinadas medidas relacionadas con los daños ocasionados por el accidente del buque «Prestige».

BOE nº 61, de 12.03.05

- Orden FOM/555/2005 de 2 de marzo, por la que se establecen cursos de formación en materia de prevención y lucha contra la contaminación en las operaciones de carga, descarga y manipulación de hidrocarburos en el ámbito marítimo y portuario

BOE nº 60, de 11.03.05

- Real Decreto 2182/2004, de 12 de noviembre, por el que se crea el Centro para la Prevención y Lucha contra la Contaminación Marítima y del Litoral

BOE nº 276, de 16.11.04

- Real Decreto 1892/2004, de 10 de septiembre, por el que se dictan normas para la ejecución del Convenio Internacional sobre la responsabilidad civil derivada de daños debidos a la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos

BOE nº 226, de 18.09.04

- Real Decreto Ley 4/2004, de 2 de julio, por el que se adoptan determinadas medidas relacionadas con los daños ocasionados por el accidente del buque "Prestige"

BOE nº 160, de 03.07.04

- Orden FOM/1392/2004, de 13 de mayo, relativa a la notificación y entrega de desechos generados por los buques

BOE nº 123, de 21.05.04

- Real Decreto 210/2004, de 6 de febrero, por el que se establece un sistema de seguimiento y de información sobre el tráfico marítimo

BOE nº 39, de 14.02.04

- Real Decreto 253/2004, de 13 de febrero, por el que se establecen medidas de prevención y lucha de la contaminación en las operaciones de carga, descarga y manipulación de hidrocarburos en el ámbito marítimo y portuario

BOE nº 39, de 14.02.04

- Real Decreto 1341/2003, de 31 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1/2003, por el que se crea el Comisionado del Gobierno para las actuaciones derivadas de la catástrofe del buque "Prestige"

BOE nº 262, de 01.11.03

- Real Decreto 1249/2003, de 3 de octubre, sobre formalidades de información exigibles a los buques mercantes que lleguen a los puertos españoles y salgan de éstos

BOE nº 238, de 04.10.03

- Orden FOM/1144/2003, de 28 de abril, por la que se regulan los equipos de seguridad, salvamento, contra incendios, navegación y prevención de vertidos por aguas sucias, que deben llevar a bordo las embarcaciones de recreo

BOE nº 113, de 12.05.03

- Real Decreto 115/2003, de 31 de enero, por el que se establecen los fines, funciones, composición y funcionamiento de la Comisión interministerial de política marítima internacional

BOE nº 44, de 20.02.03

- Real Decreto 90/2003, de 24 de enero, sobre reglas y estándares comunes para las organizaciones de inspección y control de buques y para las actividades correspondientes de la Administración marítima

BOE nº 30, de 04.02.03

- Real Decreto 91/2003, de 24 de enero, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan las inspecciones de buques extranjeros en puertos españoles

BOE nº 30, de 04.02.03

- Ley 8/2002, de 18 de diciembre, de crédito extraordinario para financiar las medidas necesarias para paliar los efectos del vertido de fuel ocasionado por el accidente del buque "Prestige"

BOE nº 14, de 16.01.03

- Real Decreto 1/2003, de 3 de enero, por el que se crea el Comisionado para las actuaciones derivadas de la catástrofe del buque "Prestige"

BOE nº 4, de 04.01.03

- Real Decreto 1381/2002, de 20 de diciembre, sobre instalaciones portuarias de recepción de desechos generados por los buques y residuos de carga

BOE nº 305, de 21.12.02

- Real Decreto-Ley 8/2002, de 13 de diciembre, por el que se amplían las medidas reparadoras en relación con el accidente del buque "Prestige" a las Comunidades Autónomas del Principado de Asturias, Cantabria y País Vasco, y se modifica el Real Decreto-ley 7/2002, de 22de noviembre

BOE nº 299, de 14.12.02

- Real Decreto-Ley 9/2002, de 13 de diciembre, por el que se adoptan medidas para buques tanque que transporten mercancías peligrosas o contaminantes

BOE nº 299, de 14.12.02

- Real Decreto 1217/2002, de 22 de Noviembre, por el que se determinan la composición y funciones de la Comisión Nacional de Salvamento Marítimo

BOE nº 297, de 12.12.02

- Orden PRE/3108/2002, de 9 de Diciembre, por la que se amplían los términos municipales y núcleos de población en donde resultan de aplicación las medidas previstas en el Real Decreto-ley 7/2002, de 22 de noviembre, sobre medidas reparadoras en relación con el accidente del buque "Prestige".

BOE nº 296, de 11.12.02

- Orden FOM/3056/2002, de 3 de diciembre, por la que se establece el procedimiento integrado de escala de buques en los puertos de interés general

BOE nº 291, de 05.12.02

- Orden TAS/3043/2002, de 3 de Diciembre, por la que se dictan normas para la aplicación de lo dispuesto en el art. 5 del RD-Ley 7/2002, de 22 de noviembre, sobre medidas reparadoras en relación con el accidente del buque Prestige, en lo que se refiere a bonificaciones en el pago de cuotas a la seguridad social

BOE nº 290, de 04.12.02

- Orden PRE/3044/2002, de 3 de Diciembre, por la que se determinan los términos municipales y núcleos de población en donde resultan de aplicación las medidas previstas en el Real Decreto-ley 7/2002, de 22 de noviembre, sobre medidas reparadoras en relación con el accidente del buque «Prestige».

BOE nº 290, de 04.12.02

- Real Decreto 1220/2002, de 22 de Noviembre, por el que se crea la Comisión interministerial para el seguimiento de los daños ocasionados por el buque Prestige

BOE nº 281, de 23.11.02

- Real Decreto-Ley 7/2002, de 22 de noviembre, sobre medidas reparadoras en relación con el accidente del buque "Prestige" BOE nº 281, de 23.11.02 Real Decreto 958/2002, de 13 de septiembre, sobre instalaciones de avituallamiento de combustibles en los puertos de interés general

BOE nº 227, de 21.09.02

- Ley 15/2002, de 1 de julio, por la que se declara el Parque Nacional marítimo-terrestre de las Islas Atlánticas de Galicia BOE nº 157, de 02.07.02 Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación

BOE nº 157, de 02.07.02

- Real Decreto 1828/2000 de 3 de noviembre, por el que se modifica el Reglamento para el control del cumplimiento de la normativa internacional sobre seguridad marítima, prevención de la contaminación y condiciones de vida y trabajo en los buques extranjeros que utilicen puertos o instalaciones situados en aguas jurisdiccionales españolas, aprobado por el Real Decreto 768/1999, de 7 de mayo

BOE nº 265, de 04.11.00

- Real Decreto 768/1999 de 7 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento para el Control del Cumplimiento de la Normativa Internacional sobre Seguridad Marítima, Prevención de la Contaminación y Condiciones de Vida y Trabajo en los Buques Extranjeros que utilicen Puertos o Instalaciones situadas en Aguas Jurisdiccionales Españolas

BOE de 21.05.99

- Real Decreto 701/1999 de 30 de abril que modifica el Real Decreto 1253/1997 de 24 de julio sobre condiciones mínimas exigidas a los buques que transporten mercancías peligrosas o contaminantes con origen o destino en puertos nacionales. Trasposición de la Directiva 98/55/CE y la 98/74/CE

BOE de 14.05.99

- Ley 10/1998, de 21 de abril, de residuos

BOE nº 96, de 22.04.98

- Ley 62/1997, de 26 de Diciembre de 1997, que modifica la Ley 27/1992, de 24-11-1992 (RCL 1992\2496 y 2660), de Puertos del Estado y de la Marina Mercante

BOE nº 312, de 30.12.97

- Real Decreto 1621/1997, de 24 de Octubre, por el que se aprueba el Reglamento para el control del cumplimiento de la Normativa Internacional sobre Seguridad Marítima, Prevención de la Contaminación y Condiciones de Vida y Trabajo en los Buques Extranjeros que utilicen puertos o instalaciones situadas en Aguas jurisdiccionales españolas

BOE nº 264, de 04.11.97

- Real Decreto 1253/1997, de 24 de junio, sobre condiciones mínimas exigidas a los buques que transporten mercancías peligrosas o contaminantes con origen o destino en puertos marítimos nacionales

BOE nº 198, de 19.08.97

- Ley 38/1995 de 12 de diciembre, sobre el derecho a la información en materia de medio ambiente BOE nº 297, de 13.12.95 Real Decreto 438/1994, de 11 de marzo, por el que se regulan las instalaciones de recepción de residuos oleosos procedentes de los buques en cumplimiento del Convenio Internacional "MARPOL 73/78"

BOE nº 84, de 08.04.94

- Ley 6/1993 de la Comunidad Autónoma de Cataluña, de 15 de julio, reguladora de residuos BOE nº 203, de 25.08.93 Orden Ministerial de 13.07.93, por la que se aprueba la instrucción para el proyecto de conducciones de vertidos desde tierra al mar

BOE nº 178, de 27.07.93

- Ley 27/1992, de 24 de noviembre, de Puertos del Estado y de la Marina Mercante. BOE nº 283, de 25.11.92 Orden de 17 de abril de 1991 por la que se regula el fondeo de buques tanque en aguas españolas BOE nº 93, de 18.04.91 Orden de 8 de febrero de 1990 por la que se establecen las condiciones mínimas exigidas para determinados buques tanque que entren o salgan de los puertos españoles

BOE nº 43, de 19.02.90

- Real Decreto 1471/1989 de 1 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento General para el desarrollo y ejecución de la Ley 22/88, de 28 de julio, de Costas

BOE nº 297, de 12.12.89

- Real Decreto 145/1989, de 20 de enero, por el que se aprueba el Reglamento Nacional de admisión, manipulación y almacenamiento de mercancías peligrosas en los puertos

BOE nº 37, de 12.02.89

- Real Decreto 833/1988, de 20 de julio, por el que se aprueba el reglamento para la ejecución de la Ley 20/1986, básica de residuos tóxicos y peligrosos

BOE nº 182, de 30.07.88

- Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas BOE nº 181, de 29.07.88

BOE nº 120, de 20.05.86

- Ley 20/1986, de 14 de mayo, básica de residuos tóxicos y peligrosos Corrección de errores de la ley de aguas

BOE nº 243, de 10.10.85

- Ley 29/1985, de 2 de agosto, de Aguas

BOE nº 189, de 08.08.85

- Orden de 26 de marzo de 1985, sobre prohibición de transporte de hidrocarburos y otras sustancias inflamables o perjudiciales para el medio marino

BOE nº 77, de 30.03.85

- Orden de 18 de diciembre de 1984, sobre normas de separadores y oleómetros

BOE nº 31, de 05.02.85

- Orden de 15 de Marzo de 1982, sobre nueva clasificación de los buques tanque destinados a la importación de petróleo crudo que hayan adoptado el sistema de lastre separado

BOE de 15.03.82

- Ley 15/1978 de 20 de febrero, de regulación de la zona marítimo económica

BOE nº 46, de 23.02.78

- Orden de 30 de Diciembre de 1977, por la que se regula la descarga de hidrocarburos al mar desde buques

BOE nº 10, de 14.01.78

- Orden de 31 de diciembre de 1977 sobre despacho y navegación de buques que transporten como carga hidrocarburos a granel

BOE nº 10, de 14.01.78

- Orden Ministerial de 24 de febrero de 1977, sobre despacho y navegación de buques que transporten como carga hidrocarburos a granel

BOE nº 58, de 09.03.77

- Ley 10/1977, de 4 de enero, sobre mar territorial.

BOE nº 7, de 08.01.77

- Real Decreto 2362/1976 de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley 21/1974 sobre investigación y explotación de hidrocarburos

BOE nº 247, de 14.10.76

- Orden Ministerial de 26 de mayo de 1976, sobre prevención de la contaminación marina provocada por vertidos desde buques y aeronaves

BOE nº 134, de 04.07.76

- Orden Ministerial de 4 de marzo de 1976, por la que se dictan normas para la ejecución de lo establecido en el Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil por daños debidos a la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos

BOE nº 60, de 10.03.76

- Orden Ministerial de 23 de noviembre de 1974, por la que se modifica la Orden de 27 de mayo de 1971 sobre regulación del uso de detergentes para combatir los derrames de hidrocarburos en el mar

BOE nº 286, de 22.12.74

- Ley 21/1974 de 27 de junio, sobre investigación y explotación de hidrocarburos

BOE nº 155, de 29.06.74

- Orden de 27 de mayo de 1967, sobre prohibición de determinados vertidos al mar

BOE nº 130, de 01.06.67

- Orden de 5 de marzo de 1966 sobre regulación de los trabajos de desguace de buques en puertos nacionales

BOE nº 62, de 14.03.66

- Ley 60/1962, de 24 de diciembre, por la que se regulan los auxilios, salvamentos, remolques, hallazgos y extracciones marítimas

BOE nº 310, de 27.12.62

- Ley 93/1962, de 24 de diciembre, de pesca marina, sobre infracciones y sanciones por embarcaciones extranjeras

BOE nº 310, de 27.12.62

- Orden de 13 de junio de 1962, por la que se crea la Comisión Nacional para prevenir la contaminación de las aguas del mar por el petróleo

BOE nº 146, de 19.06.62

### 1.2.1.13.1.2. Normativa Europea

- Directiva 2006/12/CE del Parlamento europeo y del Consejo de 5 de abril de 2006 relativa a los residuos

DOUE nº L114, de 27.04.2006

- Decisión 2006/194/CE de la Comisión de 2 de marzo de 2006 por la que se establece el cuestionario referente a la Directiva 96/61/CE del Consejo relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (PCIC)

DOUE nº L70, de 09.03.2006

- Directiva 2006/11/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de Febrero de 2006 relativa a la contaminación causada por determinadas sustancias peligrosas vertidas en el medio acuático de la Comunidad

DOUE nº L64, de 04.03.2006

- Reglamento 336/2006 del Parlamento europeo y del Consejo de 15 de febrero de 2006 sobre la aplicación en la Comunidad del Código internacional de gestión de la seguridad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 3051/95 del Consejo

DOUE nº L64, de 04.03.2006

- Directiva 2005/35/CE del Parlamento europeo y del Consejo de 7 de septiembre de 2005 relativa a la contaminación procedente de buques y la introducción de sanciones para las infracciones

DOUE nº L255, de 30.09.2005

- Decisión 2004/575/CE del Consejo, de 29 de abril de 2004, relativa la celebración, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo sobre cooperación para prevenir la contaminación por los buques y, en situaciones de emergencia, combatir la contaminación del mar Mediterráneo, del Convenio de Barcelona para la protección del mar Mediterráneo contra la contaminación

DOUE nº L261, de 06.08.04

- Reglamento 724/2004 del Parlamento europeo y del Consejo de 31 de marzo de 2004 por el que se modifica el Reglamento 1406/2002 por el que se crea la Agencia Europea de Seguridad Marítima

DOUE nº L129, de 29.04.04

- Reglamento 415/2004 de la Comisión, de 5 de marzo de 2004, que modifica el Reglamento 2099/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se crea el Comité de seguridad marítima y prevención de la contaminación por los buques (COSS) y se modifican los reglamentos relativos a la seguridad marítima y a la prevención de la contaminación por los buques

DOUE nº L68, de 06.03.04

- Resolución del Parlamento Europeo sobre la catástrofe ocasionada por el petrolero Prestige, en relación con la seguridad marítima y las medidas para paliar los efectos de la misma

DOUE nº C31, de 05.02.04

- Reglamento 1726/2003 del Parlamento y del Consejo de 22 de julio de 2003 por el que se modifica el Reglamento 417/2002 relativo a la introducción acelerada de normas en materia de doble casco o de diseño equivalente para petroleros de casco único

DOCE nº L 249, de 01.10.03

- Reglamento 782/2003/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14de abril de 2003, relativo a la prohibición de los compuestos organoestánnicos en los buques

DOCE nº L115, de 09.05.03

- Decisión 2002/971/CE del Consejo, de 18 de noviembre de 2002, por la que se autoriza a los Estados miembros a adherirse o a ratificar, en interés de la Comunidad, el Convenio internacional de 1996 sobre responsabilidad e indemnización de daños en relación con el transporte marítimo de sustancias nocivas y potencialmente peligrosas (Convenio SNP)

DOCE nº L337/55, de 13.12.02

- Reglamento 2099/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de noviembre de 2002, por el que se crea el Comité de seguridad marítima y prevención de la contaminación por los buques (COSS) y se modifican los reglamentos relativos a la seguridad marítima y a la prevención de la contaminación por los buques

DOCE nº L 324 de 29.11.02

- Directiva 2002/84/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de noviembre de 2002, por la que se modifican las Directivas relativas a la seguridad marítima y a la prevención de la contaminación por los buques

DOCE nº L324/53 de 29.11.02

- Reglamento 1406/2002/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2002, por el que se crea la Agencia Europea de Seguridad Marítima

DOCE nº L208, de 05.08.02

- Directiva 2002/59/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2002, relativa al establecimiento de un sistema comunitario de seguimiento y de información sobre el tráfico marítimo y por la que se deroga la Directiva 93/75/CEE del Consejo

DOCE nº L208, de 05.08.02

- Reglamento 417/2002 del Parlamento y del Consejo de 18 de febrero de 2002 relativo a la introducción acelerada de normas en materia de doble casco o de diseño equivalente para petroleros de casco único

DOCE nº L 64 de 07.03.02

- Directiva 2001/106/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 2001, por la que se modifica la Directiva 95/21/CE del Consejo sobre el cumplimiento de las normas internacionales de seguridad marítima, prevención de la contaminación y condiciones de vida y de trabajo a bordo, por parte de los buques que utilicen los puertos comunitarios o las instalaciones situadas en aguas bajo jurisdicción de los Estados miembros (control del Estado del puerto)

DOCE nº L19, de 22.01.02

- Decisión 2455/2001/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de noviembre de 2001, por la que se aprueba la lista de sustancias prioritarias en el ámbito de la política de aguas, y por la que se modifica la Directiva 2000/60/CE

DOCE nº L 331, de 15.12.01

- Decisión 2001/792/CE del Consejo de 23 de octubre de 2001, por la que se establece un mecanismo comunitario para facilitar una cooperación reforzada en las intervenciones de ayuda en el ámbito de la protección civil

DOCE nº L 297, de 15.11.01

- Directiva 2000/59/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27.11.00, sobre instalaciones portuarias receptoras de desechos generados por buques y residuos de carga

DOCE nº L 332, de 28.12.00

- Decisión 2850/2000/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de diciembre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de cooperación en el ámbito de la contaminación marina accidental o deliberada

DOCE nº L 332, de 28.12.00

- Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2000, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas

DOCE nº L 327, de 22.12.00

- Decisión 2000/479/CE de la Comisión, de 17 de julio de 2000, relativa a la realización de un inventario europeo de emisiones contaminantes (EPER) con arreglo al artículo 15 de la Directiva 96/61/CE del Consejo relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación (IPPC)

DOCE nº L 192, de 28.07.00

- Decisión 2000/340/CE del Consejo, de 8 de mayo de 2000, relativa a la aprobación en nombre de la Comunidad del nuevo anexo V del Convenio sobre la protección del medio marino del Nordeste Atlántico, relativo a la protección y conservación de los ecosistemas y la diversidad biológica de la zona marítima y el apéndice 3 correspondiente

DOCE nº L 118, de 08.05.00

- Directiva 1999/97/CEE de la Comisión de 13 de diciembre de 1999 por la que se modifica la Directiva 95/21/CE sobre el cumplimiento de las normas internacionales de seguridad marítima, prevención de la contaminación y condiciones de vida y de trabajo a bordo, por parte de los buques que utilicen los puertos comunitarios o las instalaciones situadas en aguas bajo jurisdicción de los Estados miembros (control del Estado del puerto)

DOCE nº L 331, de 23.12.99

- Decisión 1999/391/CE de la Comisión, de 31.05.99, sobre el cuestionario referente a la Directiva 96/61/CE

DOCE nº L 148 de 15.06.99

- Directiva 98/74/CE de la Comisión, de 01.10.98, por la que se modifica la Directiva 93/75/CEE

DOCE nº L 276, de 13.10.98

- Directiva 98/55/CE del Consejo de 17.07.98 por la que se modifica la Directiva 93/75/CEE

DOCE nº L 215, de 01.08.98

- Directiva 98/42/CE del Consejo de 19 de junio de 1998 por la que se modifica la Directiva 95/21/CE sobre el cumplimiento de las normas internacionales de seguridad marítima, prevención de la contaminación y condiciones de vida y de trabajo a bordo, por parte de los buques que utilicen los puertos comunitarios o las instalaciones situadas en aguas bajo jurisdicción de los Estados miembros (control del Estado del puerto)

DOCE nº L 184, de 27.06.98

- Decisión 98/392/CE del Consejo de 23 de marzo de 1998 relativa a la celebración por la Comunidad Europea de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 10 de diciembre de 1982 y del Acuerdo de 28 de julio de 1994 relativo a la aplicación de la parte XI de dicha Convención. (98/392/CE).

DOCE nº L 179, de 23.06.98

- Directiva 98/25/CE del Consejo de 27 de abril de 1998 por la que se modifica la Directiva 95/21/CE sobre el cumplimiento de las normas internacionales de seguridad marítima, prevención de la contaminación y condiciones de vida y de trabajo a bordo, por parte de los buques que utilicen los puertos comunitarios o las instalaciones situadas en aguas bajo jurisdicción de los Estados miembros (control del Estado del puerto)

DOCE nº L 133, de 07.05.98

- Directiva 97/34/CE, de 6 de junio, por la que se modifica la Directiva 93/75/CEE, sobre las condiciones mínimas exigidas a los buques con destino a los puertos marítimos de la Comunidad o que salgan de los mismos y transporten mercancías peligrosas o contaminantes.

DOCE nº L 158, de 17.06.97

- Directiva 96/61/CE del Consejo de 24.09.96 relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación

DOCE nº L 257, de 10.10.96

- Directiva 95/21/CE del Consejo, de 19 de junio de 1995, sobre el cumplimiento de las normas internacionales de seguridad marítima, prevención de la contaminación y condiciones de vida y de trabajo a bordo, por parte de los buques que utilicen los puertos comunitarios o las instalaciones situadas en aguas bajo jurisdicción de los Estados Miembros (control del Estado del puerto)

DOCE nº L 157, de 07.07.95

- Reglamento CE nº 2978/94 del Consejo, de 21.11.94, sobre la aplicación de la Resolución A.747(18) de la OMI relativa a la aplicación del arqueo de los tanques de lastre en los petroleros equipados con tanques de lastre separado

DOCE nº L 319, de 12.12.94

- Decisión 93/550/CEE del Consejo de 20 de octubre de 1993 relativa a la celebración del Acuerdo de cooperación para la protección de las costas y de las aguas del Atlántico del Nordeste contra la polución (acuerdo de Lisboa)

DOCE nº L 267, de 20.10.93

- Directiva 93/75/CEE del Consejo de 13 de septiembre de 1993 sobre las condiciones mínimas exigidas a los buques con destino a los puertos marítimos de la Comunidad o que salgan de los mismos y transporten mercancías peligrosas o contaminantes

DOCE nº L 247, de 05.10.93

- Reglamento 259/93/CEE del Consejo, de 1 de febrero de 1993, relativo a la vigilancia y al control de los traslados de residuos en el interior, a la entrada y a la salida de la Comunidad Europea

DOCE nº L 30, de 06.02.93

- Directiva 91/692/CEE del Consejo, de 23.12.91, sobre la normalización y la racionalización de los informes relativos a la aplicación de determinadas directivas referentes al medio ambiente

DOCE nº L 377, de 31.12.91

- Resolución del Consejo, de 19.06.90, relativa a la prevención de accidentes que sean causa de contaminación marina

DOCE nº C 206, de 18.08.90

- Decisión del Consejo 88/346/CEE, de 16 de junio de 1988, por la que se modifica la Decisión 86/85/CEE por la que se establece un sistema comunitario de información para el control y la disminución de la contaminación causada por el vertido de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas en el mar o en aguas interiores

DOCE nº L 158, de 25.06.88

- Decisión 87/144/CEE, de 13.02.87, por la que se modifica la Decisión 80/686/CEE relativa a la creación de un Comité consultivo en materia de control y reducción de la contaminación causada por el vertido de hidrocarburos en el mar

DOCE nº L 57, de 27.02.87

- Decisión del Consejo 86/85/CEE, de 6 de marzo de 1986, por la que se establece un sistema comunitario de información para el control y la disminución de la contaminación causada por el vertido de hidrocarburos y de otras sustancias peligrosas en el mar o en aguas interiores

DOCE nº L 77, de 22.03.86

- Decisión 85/208/CEE por la que se modifica la Decisión 80/686/CEE relativa a la creación de un Comité consultivo en materia de control y reducción de la contaminación causada por el vertido de hidrocarburos en el mar

DOCE nº L 89, de 29.03.85

- Resolución del consejo, de 7.02.83, relativa a la lucha contra la contaminación de las aguas

DOCE nº C 46, de 17.02.83

- Decisión 80/686/CEE de la Comisión, de 25.06.80, relativa a la creación de un Comité consultivo en materia de control y reducción de la contaminación causada por el vertido de hidrocarburos en el mar

DOCE nº L 188, de 22.07.80

- Resolución del Consejo, de 26 de junio de 1978, por la que se adopta un Programa de acción de las Comunidades Europeas en materia de control y reducción de contaminación causada por el vertido de hidrocarburos en el mar

DOCE nº C 162, de 08.07.78

- Decisión del Consejo 77/795/CEE, de 12 de diciembre, por la que se establece un procedimiento común de intercambio de informaciones relativo a la calidad de las aguas continentales superficiales en la comunidad

DOCE nº L 334, de 24.12.77

- Directiva 76/464/CEE del Consejo, de 4 de Mayo de 1976 relativa a la Contaminación causada por determinadas sustancias peligrosas vertidas en el medio acuático

DOCE nº L 129, de 18.05.76

### 1.2.1.13.1.3. Convenio Internacional

- Instrumento de Ratificación del Protocolo de 1996 relativo al Convenio sobre la prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias, 1972, hecho en Londres el 7 de noviembre de 1996

BOE nº 77, de 31.03.2006

- Instrumento de Ratificación del Convenio Internacional sobre Salvamento Marítimo, 1989, hecho en Londres el 28 de abril de 1989

BOE nº 57, de 08.03.05

- Instrumento de Adhesión de España al Protocolo de 1996 que enmienda el Convenio sobre limitación de la responsabilidad nacida de reclamaciones de Derecho Marítimo, 1976, hecho en Londres el 2 de mayo de 1996

BOE nº 50, de 28.02.05

- MARPOL. Instrumento de Adhesión de España al Protocolo de 1997 que enmienda el Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, modificado por el Protocolo de 1978, hecho en Londres el 26 de septiembre de 1997

BOE nº 251, de 18.10.04

- CONVENIO DE BARCELONA. Protocolo sobre cooperación para prevenir la contaminación por los buques y, en situaciones de emergencia, combatir la contaminación del mar Mediterráneo

DOUE nº L 261, de 06.08.04

- CONVENIO DE BARCELONA. Enmiendas al Convenio para la Protección del Mar Mediterráneo contra la Contaminación, hecho en Barcelona el 10 de junio de 1995

BOE nº 173, de 19.07.04

- DERECHO DEL MAR. Declaraciones sobre la admisión de la Jurisdicción del Tribunal Internacional del Derecho del Mar (Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, hecho en Montego Bay el 10 de diciembre de 1982) (publicada en el «Boletín Oficial del Estado» número 39, de 14 de febrero de 1997)

BOE nº 170, de 17.07.03

- MARPOL. Plan de evaluación del estado del buque (CAS) adoptado el 27 de abril de 2001 mediante Resolución MEPC.94(46)

BOE nº 169, de 16.07.03

- CONVENIO OSPAR. Instrumento de aceptación por parte de España del Anexo V y Apéndice 3 del Convenio para la protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste, adoptado en Sintra (Portugal) el 23 de julio de 1998

BOE nº 45, de 21.02.01

- CONVENIO DE BARCELONA. Protocolo sobre las zonas especialmente protegidas y la diversidad biológica en el Mediterráneo

BOE nº 302, de 18.12.99

- CONVENIO DE BARCELONA. Decisión 1999/801/CE del Consejo, de 22 de octubre de 1999, Enmiendas al Protocolo revisado sobre protección del Mediterráneo contra la contaminación de origen terrestre

DOCE nº L 322, de 14.12.99

- CONVENIO DE BARCELONA. Decisión 1999/802/CE del Consejo, de 22 de octubre de 1999, Enmiendas al Convenio para la protección del Mar Mediterráneo contra la contaminación y al Protocolo sobre la prevención de la contaminación causada por vertidos desde buques y aeronaves

DOCE nº L 322, de 14.12.99

- Acuerdo de cooperación en materia de lucha contra la contaminación y salvamento marítimo entre el Reino de España y el de Marruecos, hecho en Rabat "ad referendum" el 6 de febrero de 1996

BOE de 22.10.99

- CONVENIO DE BASILEA. Enmiendas de 27 de febrero de 1998, al Anexo I y adopción de los Anexos VIII y IX del Convenio de Basilea de 22 de marzo 1989

BOE nº 120, de 20.05.99

- CONVENIO OSPAR. Instrumento de ratificación del Convenio para la protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste, hecho en Paris el 22 de septiembre de 1992

BOE 150, de 24.06.98

- CONVENIO OSPAR. Decisión 98/249/CE del Consejo de 7 de octubre de 1997 relativa a la firma en nombre de la Comunidad del Convenio sobre protección del medio marino del Nordeste Atlántico

DOCE nº L 104, de 03.04.98

- CONVENIO DEL FONDO. Protocolo de 1992 que modifica el Convenio Internacional sobre la constitución de un Fondo Internacional de indemnización de daños debidos a contaminación por hidrocarburos, 1971, hecho en Londres el 27 de noviembre de 1992. (Firma 2-10-97).

BOE nº 244, de 11.10.97

- DERECHO DEL MAR. Instrumento de ratificación de la Convención de Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar. Hecho en Montego Bay el 10 de diciembre de 1922

BOE nº 39, de 14.02.97

- DERECHO DEL MAR. Instrumento de ratificación de la Parte XI de la Convención de Naciones Unidas sobre el derecho del Mar de 10 de diciembre de 1982, hecho en Nueva York el 28 de julio de 1994.

BOE nº 38, de 13.02.97

- OPRC. Convenio internacional sobre cooperación, preparación y lucha contra la contaminación por hidrocarburos, hecho en Londres el 30 de Noviembre de 1990 (Instrumento de ratificación de 3 de diciembre de 1993)

BOE nº 133, de 05.06.95

- CONVENIO DE BASILEA. Convenio de Basilea sobre el control de los movimientos transfronterizos de los desechos peligrosos y su eliminación, Basilea 22 de marzo 1989

BOE nº 227, de 22.09.94

- INTERVENCION. Protocolo relativo a la intervención en alta mar por contaminación por sustancias distintas a hidrocarburos (1973)

BOE nº 112, de 11.05.94

- CONVENIO DE HELSINKI. Decisión 94/156/CE del Consejo de 21 de febrero de 1994 relativa a la adhesión de la Comunidad al Convenio sobre la protección del medio marino de la zona del mar Báltico (Convenio de Helsinki de 1974)

DOCE nº L 73 de 16.03.94

- CONVENIO DE HELSINKI. Decisión 94/157/CE del Consejo de 21 de febrero de 1994 relativa a la celebración en nombre de la Comunidad del Convenio sobre protección del medio marino de la zona del mar Báltico (Convenio de Helsinki revisado - 1992)

DOCE nº L 73 de 16.03.94

- CONVENIO DE BARCELONA. Protocolo de El Cairo, de 11 de octubre de 1991. Nuevo anexo IV

BOE nº 295 de 10.12.93

- Acuerdo de cooperación para la protección de las costas y de las aguas del Atlántico del Nordeste contra la polución (acuerdo de Lisboa)

DOCE nº L 267 de 28.10.1993

- CONVENIO DE LONDRES. Enmiendas de 3 de noviembre de 1989. (LDC. 37(12))

BOE nº 187, de 06.08.90

- CONVENIO DE PARIS. Protocolo de Enmienda, hecho en París el 26 de marzo de 1986. Instrumento de ratificación de España

BOE nº 115, de 14.05.90

- CONVENIO DE OSLO. Protocolo de enmienda hecho en Oslo el 2 de marzo de 1983. Instrumento de adhesión de España

BOE nº 232, de 27.09.89

- CONVENIO DE BARCELONA. Protocolo sobre las zonas especialmente protegidas mar del Mediterráneo, hecho en Ginebra el 3 de abril de 1982

BOE nº 9, de 11.01.88

- MARPOL. Convenio internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques, de 2 de noviembre de 1973 (con el Protocolo de Londres de 17 de febrero de 1978 y Enmiendas posteriores)

BOE nº 249, de 17.10.84

- CONVENIO DE BARCELONA. Protocolo sobre la protección del mar Mediterráneo contra la contaminación de origen terrestre, hecho en Atenas el 17 de mayo de 1980

BOE nº 152, de 26.06.84

- CONVENIO DEL FONDO. Convenio internacional de constitución de un fondo internacional de indemnización de daños causados por la contaminación de hidrocarburos, hecho en Bruselas el 18 de diciembre de 1971 (Instrumento de adhesión de 22de septiembre de 1981)

BOE nº 60, de 11.03.82

- CONVENIO DE LIMITACION DE RESPONSABILIDAD. Protocolo correspondiente al convenio internacional sobre responsabilidad civil por daños causados por la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos, hecho en Londres el 19 de noviembre de 1976

BOE nº 30, de 04.02.82

- CONVENIO DE LONDRES. Enmiendas de 24 de septiembre de 1980. (LDC. 12(V)). Modificación Listas de sustancias

BOE nº 108, de 06.05.81

- CONVENIO DE PARIS. Convenio internacional para la prevención de la contaminación marina de origen terrestre, firmado en París el 4 de junio de

BOE nº 18, de 21.01.81

- CONVENIO DE LONDRES. Enmiendas de 12 de octubre de 1978. (LDC. 5(III)). Sobre control de incineración en la mar

BOE nº 268 de 7.11.80

- CONVENIO DE BARCELONA. Convenio internacional para la protección del mar Mediterráneo contra la contaminación y Protocolos anejos, hechos en Barcelona el 16 de febrero de 1976

BOE nº 44, de 21.02.78

- CONVENIO DE LIMITACION DE RESPONSABILIDAD. Convenio internacional sobre responsabilidad civil por daños debidos a la contaminación de las aguas del mar por hidrocarburos, hecho en Bruselas en 29 de Noviembre de 1969 (Instrumento de ratificación de 15 de noviembre de 1975)

BOE nº 58, de 08.03.76

- INTERVENCION. Convenio internacional relativo a la intervención en alta mar en casos de accidentes que causen o puedan causar una contaminación por hidrocarburos, hecho en Bruselas el 29 de noviembre de 1969

BOE nº 49, de 26.02.76

- CONVENIO DE LONDRES. Convenio internacional sobre prevención de la contaminación del mar por vertimiento de desechos y otras materias (LDC), hecho en Londres, Méjico DF, Moscú y Washington el 29 de diciembre de 1972

BOE nº 269, de 10.11.75

- CONVENIO DE OSLO. Convenio internacional para la prevención de la contaminación marina provocada por vertidos desde buques aeronaves, hecho en Oslo el 15 de febrero de 1972

BOE nº 99, de 25.04.74

- Instrumento de ratificación de 29 de agosto de 1965 al Convenio Internacional para la exploración del mar de 12 de septiembre de 1964

BOE nº 227, de 22.09.69

### 1.2.1.13.2. Normativa Energética

- Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE

DOUEL 14 Agosto 2009

- Directiva 2005/89/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, sobre las medidas de salvaguarda de la seguridad del abastecimiento de electricidad y la inversión en infraestructura

DOUEL 4 Febrero 2006

- Reglamento (UE) nº 543/2013 de la Comisión, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad y por el que se modifica el anexo I del Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo

DOUEL 15 Junio 2013

- Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión nº 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) nº 713/2009, (CE) nº 714/2009 y (CE) nº 715/2009

DOUEL 25 Abril 2013

- Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía

DOUEL 8 Diciembre 2011

- Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003

DOUEL 14 Agosto 2009

- Decisión nº 994/2012/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, por la que se establece un mecanismo de intercambio de información con respecto a los acuerdos intergubernamentales entre los Estados miembros y terceros países en el sector de la energía

DOUEL 27 Octubre 2012

- Resolución del Parlamento Europeo, de 5 de julio de 2011, sobre las prioridades de la infraestructura energética a partir de 2020

DOUEC 5 Febrero 2013

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico

BOE 27 Diciembre 2013

- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética

BOE 28 Diciembre 2012

- Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio

BOE 23 Diciembre 2009

- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad

BOE 5 Julio 2007

- Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad

BOE 19 Noviembre 2005

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico

BOE 28 Noviembre 1997

- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico

BOE 13 Julio 2013

- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero

BOE 2 Febrero 2013

- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista

BOE 31 Marzo 2012

- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico

BOE 24 Diciembre 2010)

- Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo

BOE 13 Abril 2010

- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social

BOE 7 Mayo 2009

- Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético

BOE 24 Junio 2006

- Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública

BOE 14 Marzo 2005

- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios

BOE 24 Junio 2000

- Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia

BOE 17 Abril 1999

- Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico

BOE 7 Diciembre 2011

- Real Decreto 1307/2011, de 26 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico

BOE 11 Octubre 2011

- Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico

BOE 21 Abril 2010

- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio

BOE 13 Marzo 2010

- Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico

BOE 23 Diciembre 2005

- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

BOE 29 Diciembre 2003

- Orden ITC/843/2007, de 28 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica

BOE 3 Abril 2007

- Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica

BOE 31 Diciembre 2005

- Resolución de 18 de febrero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2013, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos y de los derechos de cobro cedidos al fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico

BOE 28 Febrero 2014

- Resolución de 29 de julio de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012, de conformidad con lo establecido en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, del derecho de cobro adjudicado en la subasta de 12 de junio de 2008, del déficit reconocido ex ante en la liquidación de las actividades reguladas

BOE 2 Agosto 2013

- Resolución de 29 de julio de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005

BOE 2 Agosto 2013

- Resolución de 14 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2012, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos y de los derechos de cobro cedidos al fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico

BOE 25 Marzo 2013

- Resolución de 31 de mayo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011, de conformidad con lo establecido en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, del derecho de cobro adjudicado en la subasta de 12 de junio de 2008, del déficit reconocido ex ante en la liquidación de las actividades reguladas

BOE 1 Junio 2012

- Resolución de 27 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005

BOE 17 Mayo 2012

- Resolución de 24 de enero de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2011, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos y de los derechos de cobro cedidos al fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico

BOE 28 Enero 2012

- Resolución de 20 de junio de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2010, del derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003

BOE 29 Junio 2011

# 1.2.2. **ANEXOS**

# ANEXO 1.**PLAN ENERGÉTICO DE ANDALUCÍA 2003-2006**

CONSEJERÍA DE EMPLEO Y DESARROLLO TECNOLÓGICO

JUNTA DE ANDALUCIA

P L E A N



# Plan Energético de Andalucía 2003-2006

# Plan Energético de Andalucía 2003-2006

El Consejo de Gobierno, mediante Decreto 81/2001, de 13 de marzo, acordó formular el Plan Energético de Andalucía.

La Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, a través de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, encargó a la Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía (SODEAN, S.A.) la elaboración de un borrador de PLEAN que sirviera como base de trabajo al conjunto de organismos públicos y privados implicados en el mismo.

Tras un período de análisis y discusión, se elaboró un documento consensuado en el marco del V Acuerdo de Concertación Social, firmado entre la Junta de Andalucía, la Confederación de Empresarios de Andalucía y las Organizaciones Sindicales (UGT-A y CCOO-A).

Su aprobación definitiva por parte del Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía se llevó a efecto mediante el Decreto 86/2003, de fecha 1 de abril.

**Edita:**
Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico. Junta de Andalucía.

**Depósito legal:**
SE-3525-2003

**Impresión:**
EGONDI Artes Gráficas, SA

**Diseño:**
grupo **entorno**

Edición impresa en papel ecológico 100%.

Documento en pdf disponible en www.plean2003-2006.com

P L E A N



# Plan Energético de Andalucía 2003-2006



*José Antonio Viera Chacón*
**Consejero de Empleo y Desarrollo Tecnológico**

La economía andaluza pasa en la actualidad por un período de crecimiento mantenido, a pesar de la desaceleración e incertidumbre que se observa en las principales economías mundiales.

Desde el año 1995 el PIB andaluz ha crecido un 36,7%, alcanzando un diferencial positivo de ocho puntos porcentuales respecto al conjunto nacional. Un diferencial aún mayor se observa si lo comparamos con el crecimiento medio de este indicador en la Unión Europea.

Puede afirmarse por tanto que nuestra Comunidad Autónoma está viviendo un proceso de convergencia real, rompiendo así la tendencia de ciclos económicos anteriores, en los que la actividad andaluza sufría intensamente las fases recesivas o de desaceleración.

La energía ha sido un factor decisivo en este auge de la actividad económica en Andalucía, habiéndose registrado desde 1995 un crecimiento de la demanda del 38,3% y un intenso desarrollo de las infraestructuras de transformación, transporte y distribución.

No obstante, aún queda un importante camino por recorrer. El reto que tenemos obligación de asumir es el de marcar políticas efectivas para alcanzar un modelo energético que permita una proyección de Andalucía en todos sus ámbitos, satisfaciendo las necesidades energéticas de todos los ciudadanos, tanto en cantidad como en calidad, y manteniendo la premisa de respeto a nuestro entorno, creando mecanismos de protección del medio ambiente cada vez más eficaces.

Este compromiso de futuro y las actuaciones que lo hacen posible se plasman en el presente Plan Energético, instrumento de política energética que apuesta por la planificación como herramienta de protección ante posibles distorsiones o ineficiencias derivadas de las reglas de mercado. Asimismo, el contenido del Plan ha sido objeto de consenso en el ámbito del V Acuerdo de Concertación Social, firmado entre la Junta de Andalucía, la Confederación de Empresarios de Andalucía y las Organizaciones Sindicales (Unión General de Trabajadores de Andalucía y Comisiones Obreras de Andalucía).

El Plan se sustenta en cuatro pilares básicos: el fomento de las energías renovables, la promoción efectiva de medidas en favor del ahorro y la eficiencia energética, la extensión y mejora de la infraestructura y la creación de líneas de investigación, desarrollo en innovación de nuevas tecnologías energéticas.

El cumplimiento de los objetivos asociados a cada uno de estos cuatro pilares dará lugar al establecimiento de un modelo energético para Andalucía mucho más eficiente y diversificado en el territorio, potenciando de esta manera el respeto al medio ambiente, la mejora de la competitividad del tejido industrial, el aprovechamiento de recursos propios y por tanto el grado de autoabastecimiento, la garantía y calidad del suministro de energía, y la cohesión social.

En función de los compromisos adquiridos en distintos ámbitos, se han distinguido tres fases en la planificación energética de Andalucía para los próximos años.

Una primera fase en la que se definen las líneas estratégicas de la política energética de la Junta de Andalucía, se consensúan dichas líneas con todos los sectores, organismos y agentes implicados, y se afianzan las posturas respecto a iniciativas tanto comunitarias como nacionales de planificación energética, sobre todo en materia de infraestructura y de implicaciones medioambientales del uso de la energía. Esta fase abarca el período 2001-2002.

Una segunda fase, que llega hasta finales de 2006, en la que la Junta de Andalucía se compromete a poner en práctica todas aquellas medidas que propicien el cumplimiento de los objetivos planificados.

Una tercera fase con horizonte en el año 2010, en el que se proyecta a dicha fecha la política energética de la Junta de Andalucía, estableciéndose la senda que permitiría cumplir con los compromisos energéticos y medioambientales adquiridos por la Unión Europea, así como los indicadores recogidos en las distintas Directivas comunitarias.

La profunda transformación del sistema energético andaluz en el período que abarca el presente Plan no sería posible sin la participación activa de todos los ciudadanos, a la postre beneficiarios últimos de la optimización del sistema, y de los que depende en gran medida el uso racional de la energía.

El éxito en la consecución de un modelo energético eficiente, limpio y de calidad, superando las barreras que surjan en los próximos años, es uno de los retos más importantes que todos los andaluces debemos afrontar con ilusión y optimismo en estos primeros años del siglo XXI.

# Índice

**Decreto 83/2003, de 1 de abril ..... 10**
**0.- Introducción ..... 13**
0.1.- La planificación energética en Andalucía ..... 14
0.2.- Referencias y antecedentes ..... 17
0.3.- Objeto ..... 18
0.4.- Marco legislativo ..... 18
0.4.1.- Marco legislativo europeo ..... 18
0.4.2.- Marco legislativo nacional ..... 20
0.4.3.- Marco legislativo de la Comunidad Autónoma Andaluza ..... 21
0.5.- Criterios y objetivos generales para la elaboración del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 ..... 22
0.6.- Contenido ..... 25
**1.- Escenarios de referencia ..... 29**
1.1.- Introducción ..... 29
1.2.- Panorámica energética mundial ..... 29
1.2.1.- La demanda energética mundial ..... 29
1.2.2.- Energía y desarrollo económico ..... 30
1.2.3.- Recursos energéticos mundiales ..... 31
1.2.4.- La problemática medioambiental ..... 32
1.3.- Situación actual y política energética de la Unión Europea ..... 34
1.3.1.- Consumo de energía en la UE y autoabastecimiento energético ..... 34
1.3.2.- El mercado interior del gas y de la electricidad ..... 37
1.3.3.- La problemática medioambiental y el fomento de las energías renovables ..... 37
1.3.4.- Tendencias futuras ..... 39
1.4.- Situación actual y política energética nacional ..... 40
1.4.1.- Situación actual y evolución del consumo de energía en España ..... 40
1.4.2.- Criterios de planificación energética nacional ..... 42
**2.- La situación energética andaluza ..... 51**
2.1.- Infraestructura energética ..... 51
2.1.1.- Instalaciones de Aprovechamiento Energético ..... 51
2.1.2.- Instalaciones de Transporte y Distribución ..... 55
2.2.- Consumo energético de Andalucía ..... 63
2.2.1.- Demanda de energía primaria ..... 63
2.2.2.- Demanda de energía final ..... 64
2.2.3.- Autoabastecimiento energético ..... 65
2.2.4.- Sistema eléctrico: cobertura de la demanda y autoproducción ..... 65
2.2.5.- Otros indicadores energéticos ..... 67

**3.- Objetivos energéticos ..... 69**

3.1.- Análisis de la situación energética de Andalucía ..... 69

3.2.- Objetivos del Plan ..... 72

3.2.1.-Fomento de las energías renovables ..... 73
3.2.2.- Ahorro y eficiencia energética ..... 73
3.2.3.- Infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica ..... 74
3.2.4.- Infraestructura gasista ..... 75

**4.- Previsiones de consumo ..... 77**

4.1.- Escenarios europeo, nacional y andaluz ..... 77

4.1.1.- Escenario europeo ..... 77
4.1.2.- Escenario nacional ..... 77
4.1.3.- Escenario andaluz ..... 78

4.2.- Evolución del consumo energético en el escenario tendencial ..... 79

4.2.1.- Evolución de la demanda de energía primaria ..... 79
4.2.2.- Evolución de la demanda de energía final ..... 80

4.3.- Evolución del consumo energético en el escenario de ahorro ..... 81

4.3.1.- Evolución de la demanda de energía primaria ..... 81
4.3.2.- Evolución de la demanda de energía final ..... 82
4.3.3.- Evolución del rendimiento del sistema eléctrico ..... 83

**5.- Fomento de las energías renovables ..... 85**

5.1.- Energía solar ..... 89

5.1.1.- Antecedentes ..... 89
5.1.2.- Objetivos ..... 89
5.1.3.- Estrategia para alcanzar los objetivos ..... 91

5.2.- Biomasa ..... 94

5.2.1.- Introducción ..... 94
5.2.2.- Situación actual ..... 94
5.2.3.- Producción de energía eléctrica con biomasa ..... 94
5.2.4.- Producción de energía térmica con biomasa ..... 96
5.2.5.- Biocarburantes ..... 97

5.3.- Energía eólica ..... 98

5.3.1.- Introducción ..... 98
5.3.2.- Evolución de la potencia instalada ..... 98
5.3.3.- Previsiones de potencia en el período del plan ..... 99
5.3.4.- Infraestructuras necesarias y actuaciones de apoyo ..... 100

5.4.- Energía hidroeléctrica ..... 101

5.4.1.- Situación actual ..... 101
5.4.2.- Objetivos ..... 102

**6.- Ahorro y eficiencia energética ..... 105**

6.1.- Introducción ..... 105

6.2.- Actuaciones horizontales ..... 106

6.2.1.- Fomento de la cogeneración ..... 106
6.2.2.- Ahorro técnico por sustitución a gas natural ..... 107

6.3.- Actuaciones sectoriales ..... 108

6.3.1.- Sector primario ..... 108
6.3.2.- Sector industrial ..... 108
6.3.3.- Sector servicios ..... 109
6.3.4.- Sector residencial ..... 110
6.3.5.- Sector transporte ..... 110
6.3.6.- Sector transformador ..... 111

6.4.- La Ley de Ahorro y Eficiencia Energética ..... 112

**7.- Infraestructura eléctrica ..... 115**

7.1.- Introducción ..... 115

7.2.- Análisis de la evolución de la infraestructura eléctrica ..... 115

7.3.- Autoabastecimiento eléctrico ..... 116

Régimen ordinario ..... 116
Régimen especial ..... 119

7.4.- Propuestas de ampliación de la red eléctrica ..... 121

7.5.- Condicionantes ambientales de la generación y planificación eléctrica ..... 129

7.5.1.- Incidencia reguladora en el sector eléctrico ..... 130

**8.- Infraestructura gasista ..... 137**

8.1.- Introducción ..... 137

8.2.- Previsiones de gasificación ..... 137

8.3.- Propuestas de la Junta de Andalucía para la ampliación de la red gasista ..... 139

8.3.1.- Propuesta I: gasoducto Lorca-Almería-El Ejido ..... 142
8.3.2.- Propuesta II: gasoducto Puente Genil-Málaga-Estepona ..... 146
8.3.3.- Propuesta III: gasoductos Linares-Vilches y Linares-Úbeda ..... 149
8.3.4.- Propuesta IV: gasoducto Aguilar de la Frontera-Lucena-Cabra-Baena ..... 150
8.3.5.- Propuesta V: ramal a Villanueva de Algaidas ..... 151
8.3.6.- Propuesta VI: gasoducto Huelva-Ayamonte ..... 151

8.4.- Propuesta de ENAGAS para la ampliación de la red gasista ..... 151

**9.- Energía, territorio, empleo y medio ambiente ..... 153**

9.1.- La energía en el centro del debate medioambiental ..... 153

9.2.- Territorio, medio ambiente y gestión energética ..... 155

9.3.- Modelos territoriales de gestión energética ..... 158

9.4.- Contabilidad de emisiones ..... 161

9.4.1.- Resultado del cálculo de emisiones ..... 165

9.5.- Escenarios de regionalización de emisiones ..... 170

9.6.- El Plan Energético y los procedimientos de prevención ambiental ..... 172

9.7.- Empleo asociado al uso de las energías renovables ..... 176

**10.- Investigación, desarrollo e innovación ..... 179**

10.1.- Introducción ..... 179

10.2.- Objetivos ..... 180

10.3.- Campos prioritarios de actuación ..... 180

10.4.- Instrumento de gestión: el CIT-Energía ..... 186

**11.- Marco financiero ..... 189**

11.1.- Inversión global prevista en el PLEAN 2003-2006 ..... 190

11.2.- Desglose de inversiones según su origen. Ayudas públicas requeridas por el PLEAN 2003-2006 ..... 192

11.3.- Origen público de los fondos. El aporte de la Junta de Andalucía ..... 194

**12.- Seguimiento, control y evaluación ..... 199**

12.1.- Introducción ..... 199

12.2.- Indicadores de seguimiento ..... 199

12.3.- Órganos de seguimiento y control ..... 204

12.4.- Evaluación final ..... 205

**Anexos ..... 206**

Anexo I.- Glosario ..... 207

Anexo II.- Abreviaturas y acrónimos ..... 210

Anexo III.- Prefijos del sistema internacional y unidades ..... 211

Anexo IV.- Bibliografía y fuentes de información ..... 212

Anexo V. Resoluciones del Parlamento ..... 213

## DECRETO 86/2003, de 1 de abril, por el que se aprueba el Plan Energético de Andalucía 2003-2006

El Consejo de Gobierno, mediante Decreto 81/2001, de 13 de marzo, acordó formular el Plan Energético de Andalucía 2003-2006, concebido como el instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas, de fomento de las energías renovables así como de las actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y diversificación energética que se desarrollen en Andalucía en el período considerado.

En lo relativo a las consideraciones anteriores, hay que señalar que la Comunidad Autónoma de Andalucía en virtud del art. 13.14 de su Estatuto de Autonomía, tiene la competencia exclusiva en materia de energía cuando su transporte no salga de Andalucía y su aprovechamiento no afecte a otro territorio. Estas competencias, de acuerdo con el Decreto del Presidente 6/2000, de 28 de abril, están asignadas a la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico.

Una adecuada infraestructura energética en Andalucía es un factor indispensable para que la Comunidad Autónoma pueda alcanzar altas cotas de desarrollo económico, permitiendo que todos los andaluces puedan contar con una adecuada calidad en el suministro de energía, independientemente del lugar del territorio en el que habiten.

La inclusión de políticas activas de fomento de las energías renovables, así como de actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y diversificación energética, permitirán el fomento del empleo, el desarrollo tecnológico y la reducción del impacto ambiental asociado al uso de la energía.

El Gobierno Andaluz, consciente de la importancia que, para la Comunidad Autónoma tiene una adecuada planificación, ordenación y coordinación de las actuaciones en materia de energía, viene desarrollando desde hace años planes de trabajo en este campo. Estos trabajos se plasmaron en 1995 con la aprobación del Plan Energético de Andalucía 1995-1999, cuyas actuaciones culminaron en 2000, fruto del cual ha sido un acercamiento a los parámetros de calidad energética que nos separaban de la media nacional en infraestructura y servicios energéticos.

El Acuerdo del Consejo de Gobierno de fecha 3 de septiembre de 2002 aprobó la adopción de una estrategia ante el cambio climático consistente en un conjunto de medidas entre las que se encuentra, con relación a la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, las previsiones contenidas en el Pan Energético de Andalucía, con el fin de cumplir los compromisos adquiridos tras la entrada en vigor del Protocolo de Kioto; por ello, y de acuerdo con las Bases y Estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía, y con el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía, es propósito del Gobierno Andaluz seguir con estas actuaciones energéticas, plasmándolas en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006, y con el objeto de conseguir para nuestra Comunidad un sistema energético andaluz racional, eficiente, diversificado, renovable y respetuoso con el medio ambiente.

La elaboración del PLEAN se ha realizado conforme a las determinaciones previstas en su Decreto de formulación. La Comisión de Redacción, en su reunión celebrada el día 30 de julio de 2002, aprobó la propuesta del Plan, remitiéndose el mismo a las diputaciones Provinciales y a los distintos agentes sociales que forman parte de la Mesa de Seguimiento y Control del Programa Industrial de Andalucía.

El Plan fue sometido a información pública, y posteriormente remitido a la Consejería de Medio Ambiente con objeto de realizar la Declaración de Impacto Ambiental, y a la Consejería de Obras Públicas y Transporte, para informe, de conformidad con el art. 18.3 de la Ley 1/1994 de 11 de enero, de Ordenación del Territorio del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Realizados los trámites de consulta e información pública, e incorporadas las alegaciones aceptadas en el texto final y emitidos informes favorables en las materias de medio ambiente y ordenación del territorio, es competente el Consejo de Gobierno para la aprobación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006, al amparo del art. 5 apartado 3 del Decreto 81/2001.

En su virtud, a propuesta del Consejero de Empleo y Desarrollo Tecnológico, conforme a lo dispuesto en el art. 39.2 de la Ley 6/1983, de 21 de julio, del Gobierno y Administración de la Comunidad Autónoma, y previa deliberación del Consejo de Gobierno en su reunión de 1 de abril de 2003,

**DISPONGO**

*Artículo 1*. Aprobación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006.

Se aprueba el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 que figura como Anexo del presente Decreto.

*Artículo 2*. Remisión del plan al Parlamento de Andalucía.

Se acuerda la remisión del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 al Parlamento de Andalucía, a los efectos previstos en el artículo 149 del Reglamento de dicha Cámara, y de conformidad con lo establecido en el art. 5.3 del Decreto 81/2001 de 13 de marzo.

*Disposición final primera*. Habilitación para el desarrollo normativo.

Se faculta al titular de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico para dictar las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del presente Decreto.

*Disposición final segunda*. Entrada en vigor.

El presente Decreto entrará en vigor el día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial de la Junta de Andalucía

Sevilla, 1 de abril de 2003

MANUEL CHAVES GONZÁLEZ
Presidente de la Junta de Andalucía

JOSÉ ANTONIO VIERA CHACÓN
Consejero de Empleo y Desarrollo Tecnológico

P L **E** A N



# Introducción

## 0.- Introducción

Cualquier actividad desarrollada por el hombre, de forma directa o indirecta, requiere el consumo de una cierta cantidad de energía.

Desde las simples labores de respirar o caminar hasta las más sofisticadas necesidades de tracción de los vehículos a motor, pasando por las actividades agrícolas y de manufactura de productos de consumo, el uso de la energía se hace necesario en cualquiera de sus diferentes formas de presentación.

Aunque no se suele valorar en su justo término la importancia de la energía, así como de la infraestructura asociada a la misma, como vehículo de desarrollo, puede decirse que a lo largo de la historia de la humanidad, la disponibilidad, la utilización y la aparición de nuevas fuentes energéticas susceptibles de ser aprovechadas por el hombre, han acompañado y hecho posible los principales cambios tecnológicos, económicos y sociales de la humanidad.

Hace diez mil años la utilización de la energía animal fue un factor importante para el advenimiento de la agricultura, lo cual trajo consigo un cambio en la alimentación del hombre y una mayor estabilidad en los asentamientos de la población, hasta entonces fundamentalmente nómadas.

En los años del Renacimiento el empleo de la energía eólica para la navegación y para los molinos de viento, amplió los horizontes para los intercambios comerciales y culturales y contribuyó a un nuevo desarrollo de la agricultura.

La revolución industrial a comienzos del siglo XIX fue posible gracias al uso de la energía hidráulica y, en mayor medida, al uso del carbón como fuente energética. El descubrimiento de la máquina de vapor en este período, marca sin duda el comienzo del crecimiento exponencial del consumo energético en los países industrializados del Planeta.

El resurgimiento de la economía tras la Segunda Guerra Mundial y el gran desarrollo de los países industrializados fueron posibles y, al mismo tiempo, estuvieron profundamente condicionados por la disponibilidad de petróleo.

Desde la segunda mitad del siglo XX hasta nuestros días, otras formas de energía, como la nuclear, el gas natural y las energías renovables, se han incorporado (en mayor o menor medida, y con mayor o menor acierto o justificación) a la desenfrenada demanda de una población que, en su conjunto, no deja de crecer y de pedir más energía para satisfacer sus necesidades, ya sean éstas básicas o superfluas.

Al igual que en el plano cronológico antes esbozado, en el plano conceptual la energía adquiere una gran relevancia desde varios puntos de vista:

- Desde el punto de vista económico, la disponibilidad o la carencia de recursos energéticos por parte de un determinado país, condiciona enormemente su economía, al afectar a su nivel de riqueza y competitividad en el contexto mundial.

- Desde el punto de vista social su trascendencia no es menos evidente, pues el acceso de la población a este bien condiciona su nivel y calidad de vida, provocando en nuestros días grandes desigualdades entre diferentes regiones del Planeta.

- Por último, desde el punto de vista ambiental, cualquier uso que se haga de la energía, sea éste efi-

*«... a lo largo de la historia de la humanidad, la disponibilidad, la utilización y la aparición de nuevas fuentes energéticas susceptibles de ser aprovechadas por el hombre, han acompañado y hecho posible los principales cambios tecnológicos, económicos y sociales de la humanidad.»*

*«La insostenibilidad del modelo producción/consumo energético que constituye el paradigma actualmente preponderante, se muestra tanto por la finitud de los recursos energéticos convencionales, como en la progresiva degradación medioambiental que lleva implícito.»*

*«La ejecución de políticas de planificación basadas mayoritariamente en una oferta liberalizada de productos energéticos, olvida o considera de forma vaga algunos conceptos de gran interés»*

ciente o ineficiente, presenta siempre un impacto en la población humana, así como en los reinos vegetal y animal.

La insostenibilidad del modelo producción/consumo energético que constituye el paradigma actualmente preponderante, se muestra tanto por la finitud de los recursos energéticos convencionales, como en la progresiva degradación medioambiental que lleva implícito.

En este sentido, puede decirse, de acuerdo con publicaciones recientes y contrastadas, que las reservas recuperables probadas de petróleo y gas natural (un 60% del consumo de energía primaria mundial) sólo pueden cubrir el consumo actual, en caso de mantener sus tasas de crecimiento actuales, durante cuarenta años en el caso del petróleo y de sesenta años en el caso del gas natural.

Aunque se descubran nuevos yacimientos de estos recursos energéticos, como el consumo mundial de energía aumenta a un ritmo medio anual en torno al 2%, puede decirse que en el transcurso del siglo XXI, nos encontraremos, casi con total seguridad, ante una situación de carencia de al menos estas dos fuentes principales de suministro energético convencionales.

Desde el punto de vista medioambiental, las emisiones de dióxido de carbono, compuestos de azufre, óxidos de nitrógeno, inquemados sólidos y gaseosos, partículas, etc., originan hoy en día un impacto ambiental (lluvia ácida, efecto invernadero, destrucción de la capa de ozono, episodios severos de contaminación local,...) de graves repercusiones sobre nuestro planeta, probablemente ya irreversibles en algunos casos.

## 0.1.- La planificación energética en Andalucía

La planificación energética tradicional, generalmente adoptada por los países desarrollados, se ha basado en gran medida en políticas de oferta de energía para cubrir la proyección de la demanda, de acuerdo con modelos económicos y demográficos.

Los agentes encargados de su ejecución han sido mayoritariamente las compañías suministradoras de las diferentes formas de energía, utilizando para su implantación criterios exclusivamente económicos y de marcado carácter monopolista.

Por su parte, en aquellos países que han propiciado una amplia liberalización del sector, confiando exclusivamente al mercado la asignación de los recursos, la Administración Pública limita su intervención a la creación de un marco normativo y tarifario, basándose en que la competencia de los diferentes agentes que intervienen en este mercado alcancen situaciones de equilibrio, independientemente de la calidad del suministro energético, de su origen, de su disponibilidad en el futuro y del uso final al que vaya destinado. Se crean así las condiciones que propician la aparición de los fallos de mercado en este sector, contra los que únicamente cabe luchar mediante las políticas de planificación que, proveyéndolos o corrigiéndolos una vez aparecidos, eviten sus funestas consecuencias.

La ejecución de políticas de planificación basadas mayoritariamente en una oferta liberalizada de productos energéticos, olvida o considera de forma vaga algunos conceptos de gran interés, como son:

- La limitada respuesta de este sistema (fallos) ante situaciones de demanda no cubiertas por la oferta, bien por falta de planificación de actuaciones,

bien por falta de rentabilidad comercial para atender a dicha demanda.

- Las externalidades, o aspectos indirectos relacionados con el uso de la energía, que no suelen computarse en el balance energético ni económico de dicha actividad.

- El empleo de los recursos energéticos propios.

- La sostenibilidad del sistema energético desde el punto de vista del compromiso con el futuro.

De acuerdo con lo anterior, el PLEAN 2003-2006 apuesta por construir modos de planificación que incorporen como premisa el concepto de sostenibilidad del modelo energético propuesto y den un peso específico cada vez mayor a las actuaciones dirigidas a la racionalización de la demanda energética, teniendo por tanto muy presente los cuatro apartados siguientes:

*A) Desarrollo Energético y Social*

A1) Mediante la electrificación de zonas rurales aisladas, a ser posible con energías renovables.

A2) Mediante la extensión de los suministros energéticos (gas natural y electricidad sobre todo) a la mayor parte posible de la población.

A3) Mediante la mejora de la calidad del suministro eléctrico (reduciendo los cortes en el servicio, aumentando la calidad de la electricidad disponible, etc.).

A4) Mediante la reducción de la intensidad energética (o relación entre el consumo energía y el producto interior bruto de la región).

*B) Diversificación de Fuentes*

B1) Incremento del grado de autoabastecimiento energético de Andalucía, aumentando la seguridad de suministro y el nivel de empleo y riqueza en la región.

B2) Incorporación masiva y decidida de las energías renovables a la estructura de aprovisionamiento energético de la región, fomentando su empleo y propiciando que las mismas puedan ser financiables a corto-medio plazo.

B3) Reducción del consumo de productos petrolíferos, por su elevado impacto ambiental y por su carácter no renovable.

B4) Utilización del gas natural, como una adecuada energía de transición entre el resto de combustibles fósiles (carbón y petróleo) y las energías renovables.

*C) Ahorro y Eficiencia Energética*

C1) Especificación de normativas de obligado cumplimiento que procuren el ahorro energético.

C2) Reducción de la demanda tendencial de energía, mediante la implementación de políticas horizontales y sectoriales de actuación.

C3) Fomento y apoyo efectivo a la cogeneración de pequeña y mediana escala en todos los sectores (agrícola, industrial, residencial y servicios), dada la gran capacidad de ahorro de energía primaria que presentan estos sistemas.

C4) Mejora del suministro energético (eléctrico y gasista fundamentalmente) en todo el terri-

*«el PLEAN 2003-2006 apuesta por construir modos de planificación que incorporen como premisa el concepto de sostenibilidad del modelo energético propuesto y den un peso específico cada vez mayor a las actuaciones dirigidas a la racionalización de la demanda energética»*

*«Los Planes y Programas energéticos deben ser coordinados, asumidos y ejecutados bajo la dirección, la intervención y la supervisión de los organismos públicos competentes.»*

*«La planificación, aun a costa de ser temporalmente impopular para la economía de un país, debe asumir prioritariamente criterios de respeto con el medio...»*

torio andaluz mediante políticas de gestión de la demanda y de mejora de las infraestructuras de transporte y distribución.

*D) Desarrollo Tecnológico*

D1) Mediante políticas de Investigación, Desarrollo, Innovación y Demostración en el campo energético, que favorezca la creación de actividad económica en la región y reduzca la dependencia exterior de tecnología y de energías convencionales.

D2) Mediante políticas de formación de redes de investigación y desarrollo de las diferentes tecnologías energéticas, dando prioridad a las energías renovables.

Las Administraciones públicas tienen un importante e ineludible papel que desempeñar en toda esta situación.

Los Planes y Programas energéticos deben ser coordinados, asumidos y ejecutados bajo la dirección, la intervención y la supervisión de los organismos públicos competentes. Esta labor no puede quedar de ninguna de las maneras fuera del alcance y el control de los representantes de los ciudadanos, que deben velar por el buen uso de la energía como bien escaso y de gran impacto ambiental, pues en este caso se están manejando conceptos y situaciones que afectan directamente a las generaciones actuales y futuras.

Llevar a cabo actuaciones energéticas únicamente para cubrir necesidades perentorias, es un error que inevitablemente pasará factura con posterioridad. Así, una planificación a largo plazo, teniendo en cuenta una perspectiva de futuro, evita errores muy difíciles de solucionar a posteriori.

La planificación, aun a costa de ser temporalmente impopular para la economía de un país, debe asumir prioritariamente criterios de respeto con el medio, llevando a cabo programas de fomento de energías limpias como las renovables y diseñando políticas de ahorro y eficiencia energética que actúen fundamentalmente sobre la demanda y fomenten el uso de tecnologías eficientes y de bajo impacto ambiental.

De acuerdo con lo anterior, la Junta de Andalucía elabora este documento de planificación que, consensuado con los agentes económicos, sindicales y sociales de la región, será el que le sirva de referencia para sus actuaciones energéticas en el período de vigencia del mismo.

Respecto a dicho período de vigencia, el Plan Energético de Andalucía se estructura en tres subperíodos claramente diferenciados.

Un primer subperíodo, que arranca el 1 de enero de 2001 y finaliza el 31 de diciembre de 2002. En él se definen las líneas estratégicas de la política energética de la Junta de Andalucía para los próximos años, se consensúan dichas líneas con todos los sectores, organismos y agentes implicados, y se afianzan las posturas respecto a iniciativas tanto comunitarias como nacionales de planificación energética, sobre todo en materia de infraestructura y de implicaciones medioambientales del uso de la energía.

Es por tanto el 1 de enero de 2001 la fecha de inicio del estudio de evolución de las curvas de demanda, de cobertura de la misma y de las hipótesis de entrada de la infraestructura necesaria para el cumplimiento de los objetivos del Plan. Asimismo, este punto de partida permite enlazar de forma continua con el Plan Energético anterior, cuya vigencia finalizó el 31 de diciembre de 2000, no dejando así ningún año sin planificar.

Un segundo subperíodo, que abarca el cuatrienio 2003-2006, en el que la Junta de Andalucía se compromete a poner en práctica todas aquellas medidas que propicien el cumplimiento de los objetivos planificados en el primer subperíodo. Puede decirse por tanto que éste es realmente el período de compromiso y en el que habrá que llevar a cabo las acciones de seguimiento efectivas de las actuaciones desarrolladas.

Un tercer subperíodo con horizonte en el año 2010, en el que se proyecta a dicha fecha la política energética de la Junta de Andalucía, estableciéndose la senda que permitiría cumplir con los compromisos energéticos y medioambientales adquiridos por Unión Europea, así como los indicadores recogidos en las distintas Directivas comunitarias.

## 0.2.- Referencias y antecedentes

Una vez finalizado el período abarcado por el Plan Energético de Andalucía 1995-2000, y a la vista de los objetivos alcanzados en cuanto a acercamiento a los parámetros de calidad energética que separaban a la Comunidad Autónoma Andaluza de la media nacional en infraestructura y servicios energéticos, se acuerda la formulación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 (PLEAN 2003-2006) a través del Decreto 81/2001, de 13 de marzo (BOJA núm. 50, de 3 de mayo), cuya elaboración y aprobación se realizará conforme a las determinaciones y disposiciones establecidas en dicho Decreto.

De conformidad con el artículo 149.1 de la Constitución, que reserva al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre bases del régimen energético, y con el artículo 149.3 que establece que las materias no atribuidas expresamente al Estado por la Constitución podrán corresponder a las Comunidades Autónomas en virtud de sus respectivos Estatutos; y en función de lo dispuesto en el Estatuto para Autonomía de Andalucía, aprobado por Ley Orgánica 6/1981, de 30 de diciembre, artículo 13.14, resulta que esta Comunidad tiene competencia exclusiva en materia de energía, cuando su transporte no salga de Andalucía y su aprovechamiento no afecte a otro territorio.

En consecuencia con lo anterior, en relación con la Ley 54/97, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico y con la Ley 34/98, de 7 de octubre de Hidrocarburos, y de acuerdo con las Bases y Estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía, y con el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía, se pretende proseguir con las actuaciones energéticas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

El Plan Energético de Andalucía se completa con las directivas y legislación comunitaria en materia de política energética, principalmente la Directiva 96/92 CE del Parlamento Europeo, de 19 de diciembre sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad, y la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo, de 22 de junio, sobre normas comunes para el mercado de gas natural.

El Estado Español, al igual que los demás Estados Miembros de la Unión Europea, se encuentra en un proceso de establecimiento de una nueva regulación energética articulada en virtud de la Ley 54/97, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico y a la Ley 34/98 de 7 de octubre de Hidrocarburos. Y en los objetivos fijados para el conjunto nacional en materia de energías renovables recogidos en el «Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2000-2010», aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999.

*«... en función de lo dispuesto en el Estatuto para Autonomía de Andalucía (artículo 13.14), resulta que esta Comunidad tiene competencia exclusiva en materia de energía, cuando su transporte no salga de Andalucía y su aprovechamiento no afecte a otro territorio.»*

*«En la elaboración del actual Plan Energético de Andalucía se reflejan principios básicos establecidos por la Unión Europea...»*

*«El PLEAN 2003-2006 ... es el instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas, de fomento de las energías renovables, así como de las actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y diversificación energética que se desarrollen en Andalucía en el periodo considerado.»*

En la elaboración del actual Plan Energético de Andalucía se reflejan principios básicos establecidos por la Unión Europea en el Libro Blanco «Una Política Energética para la Unión Europea» y en el Libro Blanco «Para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios: Energía para el Futuro: Fuentes de Energías Renovables», de 26 de noviembre de 1997. En cuanto a la necesidad de fortalecer el autoabastecimiento energético, se recogen los principios expuestos en el Libro Verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético».

Conforme al V Acuerdo de Concertación Social firmado entre la Junta de Andalucía, la Confederación de Empresarios de Andalucía y las Organizaciones Sindicales, Unión General de Trabajadores de Andalucía y Comisiones Obreras de Andalucía, de 23 de mayo de 2001, se establece la Mesa de Concertación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006, que tiene por objeto la discusión del documento así como el seguimiento y control de las diferentes actuaciones derivadas del mismo.

La Mesa de Redacción, constituida en el marco del Decreto de Formulación del Plan Energético, elabora el documento final contando con el consenso de la Mesa de Concertación pactada en el V Acuerdo de Concertación Social de Andalucía.

## 0.3.- Objeto

El Plan Energético de Andalucía 2003-2006 (PLEAN 2003-2006), de conformidad con lo establecido en el artículo 2 del Decreto 81/2001, de 13 de marzo, por el que se acuerda la formulación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 (BOJA núm. 50, de 3 de mayo 2001) «es el instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas, de fomento de las energías renovables, así como de las actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y diversificación energética que se desarrollen en Andalucía en el periodo considerado.»

El presente Plan se ha adecuado en su organización estratégica y en su redacción a las directrices y requerimientos de la legislación de ámbito nacional, y comunitario aplicables a la Comunidad Autónoma de Andalucía.

## 0.4.- Marco legislativo

### 0.4.1.- Marco legislativo europeo

El marco normativo nacional, en el que se encuadra el presente Plan Energético de Andalucía 2003-2006 (PLEAN 2003-2006), se ve afectado, al igual que la normativa de los demás Estados Miembros de la Unión Europea, por la legislación comunitaria en materia de liberalización del mercado energético. Así la Directiva 96/92 CE del Parlamento Europeo, de 19 de diciembre sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo, de 22 de junio, sobre normas comunes para el mercado de gas natural.

El mercado interior europeo se basa en los siguientes principios:

- Garantizar el libre establecimiento de empresas energéticas en Europa.
- Garantizar la libre circulación del gas y de la electricidad.
- Crear una base normativa que garantice la competitividad de las empresas y la transparencia de precios.

- Contribuir a alcanzar los objetivos de la Unión Europea en términos de sostenibilidad, protección del medio ambiente y seguridad del abastecimiento de energía.

- Promover la inversión en infraestructuras energéticas que procuren las condiciones necesarias para que se verifiquen los apartados anteriores.

Como se ha mencionado con anterioridad, en la elaboración del actual Plan Energético de Andalucía aparecen los principios básicos establecidos por la Unión Europea en el Libro Blanco «Una Política Energética para la Unión Europea» COM (95) 682 final. El PLEAN toma en consideración particularmente los principios referidos a competitividad industrial, seguridad en el abastecimiento energético y protección del medio ambiente.

El PLEAN asume como propios los objetivos fijados por la Unión Europea en su Libro Blanco «Para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios: Energía para el Futuro: Fuentes de Energías Renovables» COM (97) 599 final, de 26 de noviembre de 1997, referidos a duplicar las cuotas de energías renovables hasta el 12% antes del 2010. Desde el Plan Energético se apuesta por el mantenimiento de un debate permanente sobre internalización de costes y de los beneficios medioambientales de las distintas tecnologías con objeto de cumplir los compromisos adquiridos.

Por otra parte, el PLEAN se impregna de la filosofía en que se fundamenta el Protocolo de Kioto dando prioridad a:

- La promoción del desarrollo sostenible, cumpliendo los objetivos de limitación y reducción de emisiones de gases causantes del efecto invernadero.

- La reducción al mínimo de los efectos adversos, comprendidos los efectos adversos del cambio climático, efectos del comercio internacional y repercusiones sociales, ambientales y económicas.

El sistema energético que propone el PLEAN contribuye de manera importante al cumplimiento de los compromisos adquiridos por la Unión Europea en el Protocolo, cifrados en la reducción en un 8% respecto al año 1990 de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero durante el período 2008-2012 en el conjunto de la Unión. El modo de alcanzar este objetivo por los distintos Estados Miembros, y en función de los niveles socioeconómicos alcanzado por ellos, permite que un grupo de países de la Unión pueda, no obstante, incrementar sus emisiones. España se encuentra dentro de este grupo, y por ello se le permite incrementar en un 15% estas emisiones. En la actualidad ya se ha sobrepasado este porcentaje y por tanto es necesario redoblar esfuerzos para la consecución del objetivo.

Si bien el objetivo a cumplir tiene carácter nacional, desde la Comunidad Autónoma Andaluza se cree necesaria una regionalización justa de la cuota asignada a España, establecida con un criterio coherente al utilizado por la Unión Europea para el reparto entre los distintos Estados miembro.

En este sentido, y como consecuencia de las competencias establecidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, respecto a la autorización de las grandes centrales de combustión para la generación eléctrica, debe ser el Gobierno Central el responsable de una regionalización justa de las tasas de variación de las emisiones, así como del análisis y proyección en todo el territorio nacional de las mismas para el cumplimiento de los límites establecidos en el citado Protocolo.

*«El PLEAN asume como propios los objetivos fijados por la Unión Europea ... , referidos a duplicar las cuotas de energías renovables hasta el 12% antes del 2010.»*

*«El sistema energético que propone el PLEAN contribuye de manera importante al cumplimiento de los compromisos adquiridos por la Unión Europea en el Protocolo de Kioto-, cifrados en la reducción en un 8% respecto al año 1990 de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero durante el período 2008-2012 en el conjunto de la Unión.»*

*«La senda marcada en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006, de llegar al año 2010 con una cuota de participación de las renovables del 15%, contribuye muy positivamente a alcanzar los porcentajes de participación de las energías renovables en la generación eléctrica, incrementando estos porcentajes en un 329,7% en el período 1997-2010.»*

Atendiendo a la participación de las energías renovables en el ámbito de la Unión Europea, se ha aprobado recientemente la DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

El objetivo de esta Directiva es fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad en el mercado interior de la electricidad y sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

La senda marcada en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006, de llegar al año 2010 con una cuota de participación de las renovables del 15%, contribuye muy positivamente a alcanzar los porcentajes de participación de las energías renovables en la generación eléctrica, incrementando estos porcentajes en un 329,7% en el período 1997-2010.

Tal como se especifica en el Artículo 3 de la Directiva, los objetivos indicativos nacionales en cuanto a la participación de las energías renovables en la generación eléctrica son compatibles con el objetivo marcado en el Libro Blanco de consumo bruto de energía en 2010 y con cualquier compromiso nacional asumido en el marco de los compromisos en materia de cambio climático aceptados por la Comunidad en virtud del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

La preocupación por el abastecimiento energético de la Unión Europea, queda recogida en la reciente publicación de la Unión Europea sobre el Libro Verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» COM (2000) 769 final, de 29 de noviembre del 2000, preocupación que es debatida y contemplada actualmente por todos los Estados Miembros y por la Junta de Andalucía en la redacción del presente Plan Energético de Andalucía.

### 0.4.2.- Marco legislativo nacional

El Estado Español, de conformidad con estas nuevas directivas comunitarias, y tras el Protocolo Eléctrico firmado con las empresas del sector, establece una nueva regulación articulada en virtud de la Ley 54/97, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico y de la Ley 34/98 de 7 de octubre de Hidrocarburos.

Ambas leyes establecen la regulación de estos sectores, presentando como fines básicos: garantizar el suministro, garantizar la calidad del mismo y garantizar que se realice al menor coste posible, teniendo en cuenta la protección del medio ambiente.

La Ley 54/97, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, está siendo desarrollada en virtud de varios reglamentos, entre ellos el Real Decreto 2818/98 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, y el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

El Plan Energético de Andalucía toma también como referencia el «Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2000-2010», aprobado en Acuerdo del Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 1999.

## 0.4.3.- Marco legislativo de la Comunidad Autónoma Andaluza

En el ámbito andaluz, el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 se enmarca dentro de la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de Andalucía, el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía y el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía 1997-2007, PDIA.

### Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de Andalucía

La Ley de Ordenación del Territorio de Andalucía de 11 de enero de 1994 (BOJA núm. 8 de 22 de enero 1994) establece que en virtud de la competencia exclusiva que en materia de Ordenación del Territorio le atribuye el artículo 13.8 del Estatuto de Autonomía de Andalucía, y dentro del máximo respeto debido a las competencias atribuidas a las Administraciones públicas estatal y local, procede a regular la Ordenación del Territorio con la finalidad de conseguir la plena cohesión e integración de la Comunidad Autónoma, su desarrollo equilibrado y, en definitiva, la mejora de las condiciones de bienestar y calidad de vida de sus habitantes.

De conformidad con el apartado 2. del artículo 5 de la ley «Las actividades de planificación de la Junta de Andalucía tendrán consideración de Planes con Incidencia en la Ordenación del Territorio»

### Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía

El Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía, por Decreto 83/1995, de 28 de marzo, acordó formular el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía, estableciéndose como primera fase del proceso de redacción, la elaboración de un documento de Bases y Estrategias de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía que se aprobó por Decreto 103/99, de 4 de Mayo sobre Bases y Estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía. Las bases y estrategias orientarán el desarrollo del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía, y sus contenidos serán referencias para la aplicación coherente de las políticas públicas con incidencia territorial señaladas en la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio.

### Plan Director de Infraestructuras de Andalucía 1997-2007, PDIA

La formulación del Plan Director de Infraestructuras de Andalucía 1997-2007, en cumplimiento del Decreto 16/1997 de Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía, responde a la necesidad de acometer las políticas de infraestructuras con una visión concertada e integrada de la planificación –entre ellas la energética- de infraestructuras en Andalucía.

Los contenidos del PDIA han servido de base a la redacción del presente PLEAN 2003-2006. Tal y como recoge el PDIA los objetivos más generales de la política energética de la Junta de Andalucía pueden resumirse en:

a) El máximo aprovechamiento de las fuentes energéticas autóctonas, sobre todo de las renovables, solas o a través de sistemas mixtos con las convencionales.

b) La diversificación de las fuentes de abastecimiento energético

c) El desarrollo de la infraestructura energética

d) La mejora de la eficiencia energética

*«En el ámbito andaluz, el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 se enmarca dentro de la Ley 1/1994 de Ordenación del Territorio de Andalucía, el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía y el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía 1997-2007.»*

*«... el objetivo general del Plan Energético es el de conseguir un sistema energético andaluz: suficiente, eficiente, racional, renovable, respetuoso con el medio ambiente y diversificado.»*

*«Dada la escasez de reservas convencionales en Andalucía, más importante que la autoproducción de una unidad energética es el ahorro de la misma.»*

e) La reducción del impacto ambiental en las actividades de obtención, transporte y transformación de la energía.

## 0.5.- Criterios y objetivos generales para la elaboración del Plan Energético de Andalucía 2003-2006

El presente Plan Energético pretende recoger las directrices que articulen las actuaciones que, en materia energética, se realicen en la Comunidad Autónoma de Andalucía en el período 2003-2006. Durante este tiempo se prevén revisiones anuales con objeto de analizar la evolución de la situación energética andaluza y corregir las posibles desviaciones sobre acciones planificadas originadas por cambios estructurales en los sectores energéticos.

El criterio general para la elaboración del presente Plan es el de modificar el sistema energético de Andalucía, sustentado en las siguientes líneas de actuación:

- Garantizar el suministro energético a todo el territorio y a toda la población andaluza.
- Potenciación del ahorro y la eficiencia en la utilización de la energía.
- Máximo respeto al medio ambiente.
- Fomento de la diversificación energética.
- Mejora de la infraestructura de generación, transporte y distribución de energía de la región.
- Promoción de un tejido industrial competitivo.
- Formación y concienciación ciudadana.

Los puntos anteriores se ven reflejados en el objetivo general que formula el presente Plan Energético, como es:

**Conseguir un sistema energético andaluz: suficiente, eficiente, racional, renovable, respetuoso con el medio ambiente y diversificado.**

- Dada la escasez de reservas convencionales en Andalucía, más importante que la autoproducción de una unidad energética es el ahorro de la misma. Las actuaciones tendentes a controlar el crecimiento de la demanda adquieren especial relevancia si se consideran los aspectos ambientales y la actual dependencia exterior. En esta línea, el Plan Energético define unos objetivos ambiciosos de reducción de la demanda de energía, consecuencia de la puesta en marcha de medidas a favor del ahorro y la eficiencia en todos los sectores consumidores (transformación energética, agrícola, industrial, transporte, residencial y servicios), y de la descentralización del modelo energético, acercando la producción a los centros de consumo. Técnicas como la cogeneración, la calificación energética de viviendas y edificios, el empleo de otras técnicas novedosas de alta eficiencia energética (como las pilas de combustible), la adecuada gestión de la demanda de energía, etc., serán tenidas en cuenta de forma predominante.
- El respeto al medio ambiente es otra, si no la más importante, de las premisas básicas del Plan Energético.

  El compromiso de la Junta de Andalucía por contribuir a la consecución de los objetivos firmados y ratificados por nuestro país en lo que se refiere al cumplimiento del protocolo de Kioto, lleva a proponer una regionalización de dicho objetivo, como

mejor manera de demostrar el firme propósito de nuestra región en la consecución del mismo.

- La diversificación de las fuentes de energía tiene como meta garantizar la seguridad de suministro con objeto de reducir el riesgo derivado de una alta tasa de dependencia exterior. En este sentido, Andalucía apuesta por la utilización de los abundantes recursos renovables existentes en la región y por la expansión del gas natural, tanto en los sectores de consumo final como en la generación eléctrica. Estas apuestas se ven reflejadas en los objetivos de fomento de las energías renovables, que permitirá que en el año 2010 el 15% de la energía primaria consumida por los andaluces sea de origen renovable, y de desarrollo de la red de transporte y distribución de gas natural.

  Esta apuesta por alcanzar el 15% de participación de las energías renovables en Andalucía para el año 2010, cuando el Gobierno Central y la Unión Europea pretenden alcanzar una tasa del 12% en el mismo período, supone que Andalucía aspira a liderar el crecimiento de las energías renovables en el conjunto del Estado Español. Asimismo, es preciso destacar que la elevada tasa de participación de las energías renovables prevista, se pretende llevar a cabo de forma homogénea, de tal manera que cada una de ellas presente un crecimiento significativo. Así, se puede decir que:

  - En energía solar térmica a baja temperatura se pretende multiplicar por ocho la cifra actual de paneles existentes, aun cuando ésta sea en estos momentos la más alta del país por comunidades autónomas.

    En este caso, si bien el objetivo paramétrico marcado es incrementar en 916.000 m² la cifra existente (pasando de los 130.552 m² instalados a finales del año 2000 a 1.046.552 m² a finales de 2010), es factible que dicha cifra de crecimiento pueda incrementarse mediante la promulgación de normativas (ya previstas en la Ley de Fomento de las Energías Renovables que se promulgará en la presente Legislatura) que especifiquen las condiciones generales para instalar sistemas solares térmicos a baja temperatura en toda vivienda de nueva construcción. En este caso, se estima que la cifra de crecimiento prevista podría incrementarse en un 50%, pudiendo llegar en este caso hasta 1.500.000 m² instalados en el año 2010

  - En energía solar térmica a alta temperatura, Andalucía apuesta por impulsar el liderazgo de esta tecnología en España, proponiendo alcanzar una cifra de 230 MW termosolares en el año 2010.

  - En energía solar fotovoltaica se pretende multiplicar por 6,6 la cifra actual de potencia instalada, proponiendo para su desarrollo fórmulas novedosas y atractivos para una gran parte de consumidores, como es la financiación por terceros o la inclusión de dichas instalaciones en las fórmulas financieras (hipotecas) aplicadas a las viviendas.

  - En energía eólica se apuesta por recuperar el puesto de liderazgo que tenía Andalucía hace una década, multiplicando por 25 la cifra actual de potencia. Superadas ya las incertidumbres y los reparos que han podido existir en cuanto a las claras bondades medioambientales de la tecnología eólica de generación de electricidad, trabajando, junto con los promotores eólicos en la definición y construcción de las infraestructu-

*«El compromiso de la Junta de Andalucía por contribuir a la consecución de los objetivos firmados y ratificados por nuestro país en lo que se refiere al cumplimiento del protocolo de Kioto, lleva a proponer una regionalización de dicho objetivo, como mejor manera de demostrar el firme propósito de nuestra región en la consecución del mismo.»*

*«Andalucía apuesta por la utilización de los abundantes recursos renovables existentes en la región y por la expansión del gas natural, tanto en los sectores de consumo final como en la generación eléctrica.»*

*«La diversificación de las fuentes de energía tiene como meta garantizar la seguridad de suministro con objeto de reducir el riesgo derivado de una alta tasa de dependencia exterior.»*

*«Uno de los retos de este Plan es la extensión y mejora de la infraestructura energética de la Comunidad.»*

*«Sobre infraestructura gasista, se establece el compromiso de seguir ampliando y mejorando su desarrollo, atendiendo a zonas del territorio que todavía no cuentan con esta infraestructura, favoreciendo el acceso al gas natural a un número cada vez mayor de ciudadanos, y promoviendo su uso en todos los sectores de actividad.»*

ras de evacuación necesarias, y salvaguardando adecuadamente las posibles causas de impacto ambiental que esta tecnología pueda suponer en determinadas zonas del territorio, es de esperar que la Comunidad Autónoma de Andalucía recupere el tiempo perdido en energía eólica y se sitúe de nuevo en los puestos de cabeza en lo que a esta tecnología se refiere.

- En energía minihidráulica, si bien no se dispone de muchos recursos al respecto, no se descartan algunas actuaciones de rehabilitación de antiguas centrales obsoletas, o la definición de nuevos proyectos de instalación de centrales en el territorio.

- En el área de biomasa Andalucía dispone de un importante potencial que debe ser aprovechado. Los residuos agrícolas y forestales (generalmente incinerados o enterrados sin ningún beneficio), los residuos biodegradables (valorizables en forma de biogás por digestión), y los cultivos energéticos tanto sólidos como líquidos (biocarburantes) disponen de un amplio margen de actuación tanto para usos finales térmicos, como para generación de electricidad.

  La definición de la logística de aprovisionamiento de la biomasa, así como de las mejores técnicas para el uso de ésta (rendimiento elevado de equipos de combustión con biomasa, fomento calderas de pequeño tamaño) de forma distribuida, serán los que deberán ser acometidos para un correcto empleo de esta fuente renovable de energía.

  También dentro del área de la biomasa, se apoyará el uso de los biocarburantes, procurando que las técnicas de cultivo empleadas en estos casos sean sostenibles, y por tanto se evite el uso de pesticidas, fertilizantes y plaguicidas. El compromiso en este caso es la utilización de 210 ktep en el año 2010.

  De acuerdo con los objetivos marcados en el presente documento, el grado de utilización del recurso existente se situaría en torno al 40%, cifra muy elevada en este caso, lo cual indica el importante esfuerzo que se va a realizar en este campo.

- Uno de los retos de este Plan es la extensión y mejora de la infraestructura energética de la Comunidad. En estos momentos, Andalucía no puede afrontar con garantías las necesidades de evacuación de la electricidad que se generará en la región en los próximos años, tanto en centrales convencionales (ciclos combinados a gas) como en plantas de generación de origen renovable (eólica, biomasa y solar). En este sentido se plantea la ampliación de la red necesaria para paliar esta carencia y que al mismo tiempo garantice la seguridad y calidad del suministro eléctrico a todos los andaluces.

  Atendiendo a la infraestructura gasista, se establece el compromiso de seguir ampliando y mejorando su desarrollo, atendiendo a zonas del territorio que todavía no cuentan con esta infraestructura, favoreciendo el acceso al gas natural a un número cada vez mayor de ciudadanos, y promoviendo su uso en todos los sectores de actividad.

  Especial atención tiene el desarrollo, tanto de la red de transporte y distribución de energía eléctrica como de la infraestructura gasista, de la zona oriental de Andalucía. Se persigue con ello una mayor diversificación territorial de las infraestructuras que de lugar a un sistema energético más estable y eficiente

- La formación y la concienciación ciudadana debe ser una pauta de actuación continuada en el tiempo. La información a los ciudadanos sobre la necesidad de hacer un uso responsable de la energía, informando a los mismos de la problemática ambiental existente, así como de la escasez de los recursos energéticos convencionales, de la necesidad de ahorrar energía y de emplear fuentes renovables es vital para que se puedan cumplir los objetivos marcados en el presente Plan. Un documento de esta índole que no cuente con la ciudadanía no podrá ser cumplido. Es preciso que toda la sociedad participe en la consecución de dichos objetivos, por lo que es fundamental la concienciación, la información y la formación ciudadana.

- Todos los objetivos abordados en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 inciden directamente sobre el crecimiento económico y el desarrollo del tejido industrial de la región.

  Tanto la actividad industrial como la empresarial a todos los niveles, necesitan la energía para desarrollar todo su potencial. Es por ello que las acciones tendentes a promocionar el ahorro y la eficiencia energética se constituyen en herramientas indispensables para mejorar la competitividad, aumentado el rendimiento e incentivando un mejor posicionamiento de las empresas andaluzas en el mercado.

  Es indiscutible el poder que tienen las infraestructuras como motor de la actividad humana. En este sentido, la extensión de las redes de energía eléctrica y de gas natural constituye un factor estratégico de desarrollo social, actuando a modo de canales de los flujos económicos e impulsando la producción de bienes y servicios.

  El objetivo de fomentar las energías renovables posibilitará la creación de nuevas empresas asociadas a este sector, muchas de ellas ubicadas en zonas menos favorecidas, con la consecuente creación de empleo y el desarrollo de nuevos sectores industriales. El esfuerzo financiero y de promoción de este tipo de energías se ve ampliamente justificado, además de por razones medioambientales, por los logros de mayor cohesión social y económica de Andalucía.

  El presente documento tiene su conexión parlamentaria en la proposición no de Ley 6-2/PNLP-000023 relativa al «futuro energético de Andalucía y Protocolo de Kioto» que fue aprobada por unanimidad en el Parlamento de Andalucía en sesión plenaria.

## 0.6.- Contenido

El documento se estructura en doce capítulos. Se indica a continuación el orden establecido y un breve resumen de cada uno de ellos.

### Capítulo 1: Escenarios de referencia.

En este capítulo se lleva a cabo una descripción de la situación energética en los ámbitos mundial, europeo y nacional.

La demanda energética mundial, su vinculación con el desarrollo económico, los recursos energéticos y la problemática medioambiental, configuran la primera parte de este capítulo.

A continuación se analiza la situación energética en la Unión Europea, sus problemas de autoabastecimiento de energía y medioambientales, con reseñas al mercado interior del gas y de la electricidad y a las tendencias futuras.

*«La información a los ciudadanos sobre la necesidad de hacer un uso responsable de la energía y de emplear fuentes renovables, es vital para que se puedan cumplir los objetivos marcados en el Plan.»*

*«Todos los objetivos abordados en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 inciden directamente sobre el crecimiento económico y el desarrollo del tejido industrial de la región.»*

Por último, se describen los principales elementos que caracterizan el marco energético en España, con un breve desarrollo de la planificación y legislación vigente a escala nacional.

### Capítulo 2: La situación energética andaluza.

El objetivo de este capítulo es mostrar la posición en la que se encuentra la Comunidad Autónoma de Andalucía en el contexto energético. Para ello se analiza en primer lugar su infraestructura a finales del año 2000, haciendo a continuación una diagnosis de la demanda en su territorio, tanto de energía primaria como final, acompañada de otros indicadores energéticos.

### Capítulo 3: Objetivos energéticos.

Una vez conocida la situación energética actual de Andalucía, se proponen las líneas maestras de actuación para los próximos años. Estas directrices se ven reflejadas en un objetivo general, «*conseguir un sistema energético andaluz: suficiente, eficiente, racional, renovable, respetuoso con el medio ambiente y diversificado*», del que emanan los objetivos específicos vinculados a cuatro grandes áreas: fomento de las energías renovables, ahorro y eficiencia energética, infraestructura eléctrica e infraestructura gasista.

### Capítulo 4: Previsiones de consumo.

En este capítulo se muestran las previsiones de crecimiento de la demanda energética en Andalucía. Se analizan dos escenarios de evolución: uno tendencial en el que se prevé una continuidad de las actuaciones en materia de ahorro y eficiencia llevadas a cabo hasta la fecha, y otro de ahorro sobre el consumo tendencial en el que estas actuaciones se intensifican.

El análisis muestra dos horizontes, el año 2006 y el año 2010. Éste último, junto a la adopción del escenario de ahorro sobre el tendencial, dará lugar al estudio de las acciones de promoción de las energías renovables necesarias para alcanzar el objetivo de que estas fuentes de energía cubran el 15% del consumo andaluz de energía primaria en el año 2010.

### Capítulo 5: Fomento de las energías renovables.

A tenor de las previsiones de evolución de la demanda analizadas en el capítulo anterior, y teniendo en cuenta los recursos renovables disponibles en Andalucía, se establecen objetivos cuantificados para cada una de las siguientes áreas: energía solar, biomasa, energía eólica y energía hidráulica.

### Capítulo 6: Ahorro y eficiencia energética.

Las actuaciones del lado de la demanda energética así como las reducciones del consumo respecto a la tendencia, son analizadas en este capítulo. Dichas reducciones se estudian en dos estadios diferentes: las actuaciones horizontales y las actuaciones sectoriales.

### Capítulo 7: Infraestructura eléctrica.

Para los próximos años se prevé un cambio radical en el escenario de infraestructura eléctrica en la Comunidad Autónoma de Andalucía. La instalación de centrales de ciclo combinado a gas natural, el fuerte desarrollo de la energía eólica y el desarrollo de instalaciones con otras tecnologías, es el origen de este cambio.

En este capítulo se establecen los objetivos que el Plan persigue dentro de este contexto, proponiendo la infraestructura eléctrica para los próximos años, tanto en lo se refiere a generación, como a la evacuación de la potencia instalada.

### Capítulo 8: Infraestructura gasista.

El capítulo aborda los objetivos relativos a la infraestructura de transporte y distribución de gas natural para los próximos años. Como consecuencia de la expansión de la red de suministro, se plantea el objetivo de que el 90% de la población andaluza residente en municipios de más de 20.0000 habitantes tenga acceso al gas natural en el horizonte del año 2006.

### Capítulo 9: Energía, territorio, empleo y medio ambiente.

Las implicaciones territoriales y medioambientales del Plan Energético se analizan en este capítulo, que pretende poner de manifiesto las ventajas que en estos ámbitos, emanan de la planificación propuesta para los próximos años.

### Capítulo 10: Investigación, desarrollo e innovación.

En este capítulo se abordan una serie de tecnologías dentro del sector energético que en estos momentos se encuentran en sus primeras fases de desarrollo y demostración, y que se espera que en un futuro aporten mejoras sustanciales en ahorro y eficiencia energética y contribuyan a una mayor diversificación.

### Capítulo 11: Marco financiero

En este capítulo se aborda uno de los aspectos más importantes del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 y que afectará de forma más directa a la consecución de los objetivos planteados en el mismo: la financiación.

Se analizarán los precios y evolución de las distintas tecnologías, poniendo sobre el papel los recursos financieros disponibles para su utilización.

Este aspecto debe ser clarificado con la capacidad real de actuación, proponiendo los apoyos públicos necesarios y las aportaciones de las compañías energéticas privadas.

### Capítulo 12: Seguimiento, control y evaluación.

El Plan Energético 2003-2006 se cierra con los órganos y directrices necesarias para su seguimiento en los próximos años, que serán desarrolladas a través de la mesa constituida a tal efecto en el V Acuerdo Marco de Concertación. Para ello, se proponen en este capítulo una serie de indicadores, tanto de realización como de resultados, divididos según tengan carácter físico, financiero o de empleo.

P L **E** A N



# Escenarios de referencia

# 1.- Escenarios de referencia

## 1.1.- Introducción

Un análisis detallado de los hábitos de las sociedades actuales evidencia la enorme importancia que en el mundo tiene el sector energético como motor de desarrollo social y económico.

El escenario energético actual refleja grandes diferencias entre los países desarrollados y aquellos que se encuentran en vías de desarrollo. Estos desequilibrios, que en algunos casos resultan abrumadores, representan un lastre para el crecimiento de estos últimos, y están acentuando cada vez más las desigualdades entre dos bloques geográficos, uno con acceso a la energía comercial en todas sus facetas, y otro incapaz de satisfacer sus necesidades energéticas básicas.

La transformación, transporte y uso de las distintas fuentes energéticas ocasionan un gran número de implicaciones en el medio ambiente, que han originado una creciente preocupación por los impactos sobre el entorno, dando lugar a la puesta en marcha de medidas de choque y compromisos internacionales con el objetivo de reducir los niveles de contaminación actuales.

La Unión Europea se ha constituido en uno de los más firmes defensores de estas políticas de reducción de emisiones, apostando por el aprovechamiento de recursos renovables e impulsando las actuaciones en favor del ahorro y la eficiencia energética. Además de las implicaciones medioambientales, estas medidas vienen a paliar el déficit de la Unión Europea en materia de energía, reflejado en el Libro Verde «Hacia una estrategia de seguridad del abastecimiento energético».

Otro de los retos de la Unión es la creación del mercado interior de la energía, que persigue la libre circulación del gas natural y la electricidad dentro de sus fronteras, para lo cual deberán realizarse grandes esfuerzos tendentes a establecer una normativa reguladora, así como a la construcción de redes transfronterizas, tanto eléctrica como de gasoductos.

España, como país miembro de la Unión, se encuentra inmersa en la adecuación de su normativa con el objeto de agilizar la creación del mercado interior de la energía. El sector eléctrico en los últimos años, y más recientemente el de hidrocarburos, vienen sufriendo cambios radicales en su concepción, propiciando una mayor liberalización y competencia.

En el contexto de la planificación energética nacional, y configurando uno de sus objetivos estratégicos, se aboga decididamente por el uso y desarrollo de las energías renovables. Esta apuesta ha quedado reflejada mediante la aprobación por el Consejo de Ministros del Plan de Fomento de las Energías Renovables, en el que se recogen las directrices para alcanzar los objetivos, que en este ámbito, ha fijado la Unión Europea.

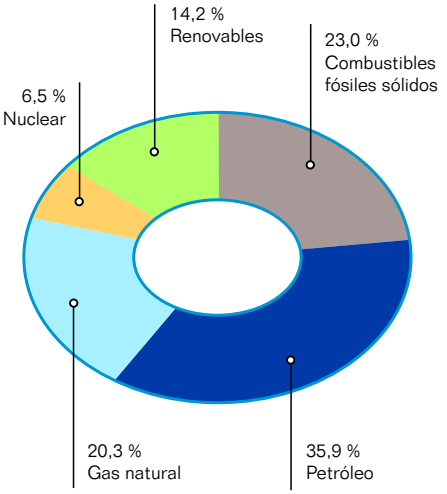
## 1.2.- Panorámica energética mundial

### 1.2.1.- La demanda energética mundial

El consumo total de energía primaria en nuestro planeta durante 1998 fue de 9.621,3 Mtep.

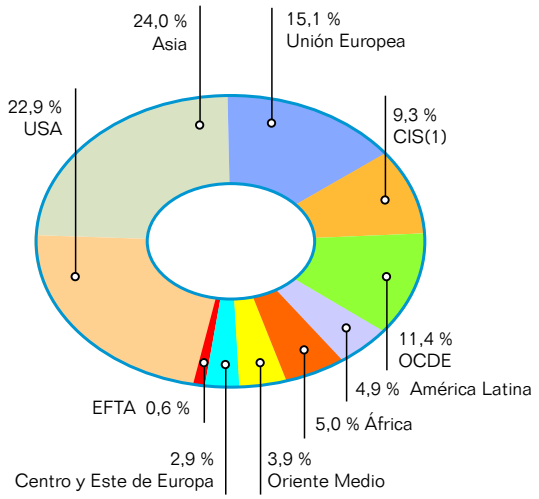
Consumo mundial de energía primaria por fuentes en 1998

*«La Unión Europea se ha constituido en uno de los más firmes defensores de estas políticas de reducción de emisiones, apostando por el aprovechamiento de recursos renovables e impulsando las actuaciones en favor del ahorro y la eficiencia energética.»*




Total: 9.516,2 Mtep (estimaciones). No incluye consumo de bunkers (105,1 Ktep)

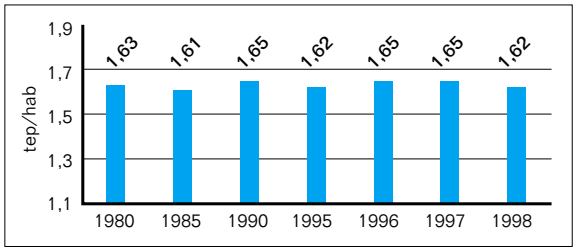
Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000. Metodología EUROSTAT




Total: 9.516,2 Mtep (estimaciones). No incluye consumo de bunkers

(1) Incluye países bálticos.
EFTA: Islandia, Noruega, Suiza.
OCDE PACÍFICO: Australia, Japón y Nueva Zelanda.
CIS: Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Georgia, Kazajistán, Kirguizistán, Moldavia, Rusia, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán.

Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000




Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000

Exceptuando los consumos de bunkers (105,1 Mtep), la energía primaria demandada ascendió a 9.516,2 Mtep, de los que el 35,9% (3.418 Mtep) correspondieron al consumo de petróleo. Le siguen los combustibles sólidos, que aportaron 2.191 Mtep (23,0%) y el gas natural con 1.933 Mtep (20,3%). Las energías renovables aportaron el 14,2% (1.351 Mtep) y los 623 Mtep restantes, un 6,5%, correspondieron a los combustibles nucleares.

Por áreas destaca la demanda asiática con el 24% de la demanda mundial (2.286,6 Mtep). A continuación se sitúan Estados Unidos (2.181,8 Mtep) y la Unión Europea (1.435,6 Mtep), que suponen el 22,9% y el 15,1% respectivamente.

Demanda mundial de energía primaria en 1998

El incremento medio anual de la demanda de energía primaria desde 1980 hasta 1998 ha sido del 1,5%, bajando hasta el 1,3% anual en el período 1990-1998. En este último año se ha producido un descenso de la demanda energética respecto al año anterior, circunstancia que no ocurría desde 1982.

La evolución del consumo de energía primaria desde 1980 se ha caracterizado por un fuerte crecimiento en el área de los países no-OCDE hasta finales de 1989 (2,7% anual frente al 0,9% anual en los países de la OCDE), encabezados por Oriente Medio (6,0% anual) y seguido por Asia (4,2% anual) y África (3,3% anual). No obstante, mientras el área de la OCDE ha continuado incrementando sus necesidades energéticas a razón de un 1,5% desde 1990, el consumo del área no-OCDE ha crecido a un ritmo medio anual menor del 1,0%. Este cambio de tendencia se ha debido al significativo descenso de los países que conformaban la antigua Unión Soviética (-5,1% anual) y del Centro y Este de Europa (-2,3% anual), que por otra parte se ha visto compensado por el fuerte aumento de la demanda en Oriente Medio (5,5% anual), América Latina (3,9% anual) y Asia (3,5% anual).

## 1.2.2.- Energía y desarrollo económico

El crecimiento económico es el principal factor de activación de la demanda de energía en una región. A la hora de relacionar el desarrollo y dicha demanda, se usan fundamentalmente dos indicadores: El consumo de energía per cápita y la intensidad energética.

La evolución del consumo de energía per cápita en el mundo en el período 1980-1998, presenta una tendencia estable en la franja de 1,6 y 1,67 tep/habitante. El crecimiento en los países en vías de desarrollo, principalmente en Oriente Medio y Asia, con incrementos del 58,6% y 46,0% respectivamente, se compensa con los descensos en el área CIS (-28,6%) y en el Centro y Este de Europa (-24,6%). El consumo per cápita más elevado corresponde a los Estados Unidos, con 8,11 tep/habitante en el año 1998. En el otro extremo se encuentran África, Asia y América Latina, con 0,63, 0,73 y 1,15 tep/habitante respectivamente.

Evolución del consumo energético mundial per cápita

El llamado índice de intensidad energética primaria es el cociente entre el consumo de energía primaria y el PIB, y representa la «eficiencia en el uso», es decir, el mayor o menor empleo de energía por unidad de producto o servicio. La intensidad energética mundial en 1998 alcanzó la cifra de 465 tep/Meuros de 1990. La evolución de este indicador en el período 1980-1998 ha seguido una línea descendente, disminuyendo en esos años un 15,9%. El mayor des-

censo se ha producido en Asia, alcanzando en 1998 1053 tep/Meuros de 1990, lo que supone un 40,7% menos que en 1980. Le siguen los Estados Unidos y el Centro y Este de Europa, con descensos del 26,6% y del 22,0%. Por otra parte, Oriente Medio ha sido la zona que ha presentado un mayor incremento en la intensidad energética, con un 131,3% superior al valor que tenía en 1980.

Por áreas geográficas, CIS presenta la intensidad energética más elevada, con 2.139 tep/Meuros, seguida del Centro y Este de Europa, con 1.231 tep/Meuros. En el otro extremo se encuentran los países que configuran la EFTA (175 tep/Meuros) y la Unión Europea (235 tep/Meuros).

Evolución de la intensidad energética mundial

Atendiendo a las cifras expuestas anteriormente se hace aun más palpable el abismo existente entre los países desarrollados y aquellos que se encuentran en los primeros estadios de desarrollo.

Analizando los dos extremos, nos encontramos con Estados Unidos y África, el país y la región mundial con mayor y menor consumo per cápita de energía primaria respectivamente. El indicador del primero es 12,9 veces superior al de la segunda. En la siguiente tabla se muestra la comparación entre éste y otros indicadores.

| | EEUU | África |
|---|---|---|
| Intensidad energética (tep/MEUR 1990) | 394,3 | 1.058 |
| Consumo per cápita de e. primaria (tep/hab) | 8,11 | 0,63 |
| Electricidad per cápita generada (kWh/hab) | 13.754 | 543 |
| Emisiones per cápita de $CO_2$ (t de $CO_2$/ hab) | 20,7 | 0,88 |

Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000

En relación con estas diferencias cabe citar algunos datos publicados recientemente por el Consejo Mundial de la Energía incluidos en su informe «Energía para el Mundo del Mañana». En dicho informe se afirma que algo más de mil millones de personas en los países industrializados (aproximadamente el 20% de la población mundial) consumen casi el 60% del suministro energético total, mientras que los otros cinco mil millones de habitantes de las economías en transición y los países en desarrollo, consumen el otro 40%.

Los dos mil millones de personas más pobres del planeta, que viven la mayoría en zonas rurales, utilizan sólo 0,2 toneladas equivalentes de petróleo (tep) por persona y año, mientras que los mil millones de personas de los países más ricos utilizan casi 25 veces más, unos 5 tep por persona anualmente.

## 1.2.3.- Recursos energéticos mundiales

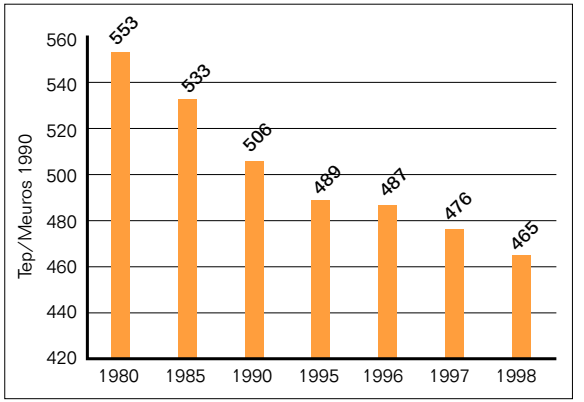
Los recursos energéticos existentes en el planeta, por tipo de combustible, son los que se indican a continuación:

### Carbón

Las reservas probadas de carbón a finales de 1999 ascienden a 984,2 Gt, de las cuales 509,5 Gt corresponden a antracitas y carbones bituminosos, y 474,7 Gt a lignitos y carbones sub-bituminosos. Al ritmo de extracción actual, las reservas de carbón pueden abastecer el consumo durante 230 años.

Por países, destacan las reservas de los Estados Unidos con 246,6 Gt, el 25,1% mundial, seguido por la Federación Rusa con 157,0 Gt (15,9%) y la República Popular China con 114,5 Gt (11,5%).

*«Los dos mil millones de personas más pobres del planeta, utilizan sólo 0,2 toneladas equivalentes de petróleo (tep) por persona y año, frente a los mil millones de personas de los países más ricos que utilizan casi 25 veces más»*




Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000

*«Actualmente, es un hecho incuestionable la creciente preocupación social por los problemas ocasionados al medio ambiente derivados del desarrollo económico. En este sentido, las actividades de aprovechamiento energético de recursos primarios, su transformación y el posterior consumo final de sus derivados, se convierten en el primer factor de impacto ambiental mundial.»*

### Petróleo

Actualmente, las reservas recuperables probadas de petróleo se cifran en 140,4 Gt, lo cual supone un abastecimiento garantizado para 41 años si se sigue con el ritmo actual de consumo.

Por áreas geográficas destaca sobremanera Oriente Medio, que aglutina el 65,4% de las reservas mundiales (91,5 Gt.) El país que cuenta con las mayores reservas es Arabia Saudita con 36,0 Gt, el 25,5% mundial.

### Gas natural

En 1999, las reservas mundiales de gas natural ascendían a 146,4 TNm$^3$. La antigua Unión Soviética, con el 38,7% del total, seguida por Oriente Medio, con el 33,8%, copan los primeros puestos en reservas probadas de gas natural.

Al ritmo de consumo actual, las reservas existentes tardarán en agotarse 61,9 años.

### Uranio

En 1999, las reservas confirmadas de uranio natural a costes competitivos en el mundo se cifraron en 2,5 Mt, lo que representa 40 años de consumo al ritmo actual. Los recursos adicionales conocidos, aun sin explotar, ascienden a unas 850.000 toneladas (equivalentes a 15 años de consumo). Destacan las reservas de Australia, Kazajstán, Uzbekistán y Canadá.

### Energías renovables

Según el informe de la ONU «Energy and the Challenge of Sustainability» el potencial técnico de las energías renovables se estima en más de 7.600 exajulios al año (3,18 $10^{14}$ Mtep/año). En esta misma publicación se afirma que el potencial teórico de estas fuentes de energías es superior a 144.000.000 exajulios/año (6,03 $10^{18}$ Mtep/año). En la siguiente tabla se muestra la distribución por fuentes.

| Fuente | Potencial Técnico | Potencial Teórico |
|---|---|---|
| Hidráulica | 50 | 147 |
| Biomasa | >276 | 2.900 |
| Energía solar | >1.575 | 3.900.000 |
| Energía eólica | 640 | 6.000 |
| Energía geotérmica | 5.000 | 140.000.000 |
| Energía mareomotriz | n.d. | 7.400 |
| Total | >7.600 | >144.000.000 |

Unidad: exajulios/año (exa = $10^{18}$) (1 exajulio = 4,1868 $10^{10}$Mtep) n.d. no estimado
Fuente: WEA, Energy and the Challenge of Sustainability

Con objeto de poder comparar los recursos energéticos mundiales anteriormente citados, en la siguiente tabla se expresan en una unidad homogénea (Mtep), habiéndose empleado para ello factores de conversión medios:

| Fuente | Recursos mundiales |
|---|---|
| Carbón | 4,20 x $10^5$ Mtep |
| Petróleo | 1,43 x $10^5$ Mtep |
| Gas natural | 1,33 x $10^5$ Mtep |
| Uranio | 3,43 x $10^4$ Mtep |
| Energías renovables | 3,18 x $10^{14}$ Mtep/año |

## 1.2.4.- La problemática medioambiental

Actualmente, es un hecho incuestionable la creciente preocupación social por los problemas ocasionados al Medio Ambiente derivados del desarrollo económico. En este sentido, las actividades de aprovechamiento energético de recursos primarios, su transformación y el posterior consumo final de sus derivados, se convierten en el primer factor de impacto ambiental mundial.

El problema al que se enfrenta la humanidad es mantener los niveles de emisiones contaminantes dentro de unos márgenes aceptables por el Planeta, y al mismo tiempo crear un sistema energético capaz de hacer frente al abastecimiento de la creciente población mundial, de cubrir las fuertes demandas de los países en desarrollo y de ser capaz de responder a la búsqueda de una mayor calidad de vida para todos los seres humanos.

La conjunción de estos factores ha hecho que, en el marco energético actual, la sostenibilidad del medio ambiente esté adquiriendo un peso creciente, hasta el punto que constituye ya un parámetro decisivo a la hora de la planificación energética de muchos países.

Internacionalmente, el cambio climático y la destrucción de la capa de ozono, son los impactos que han adquirido un mayor protagonismo. La contaminación de los suelos y de las aguas, la alteración de la flora y la fauna, la ocupación de terrenos y el impacto paisajístico, son efectos medioambientales de carácter local cada vez más extendidos.

El anhídrido carbónico ($CO_2$) está considerado el principal gas causante del cambio climático mediante el denominado efecto invernadero. En 1998 se estimó que la actividad humana producía una inyección anual a la atmósfera del orden de 27,5 Gt de $CO_2$, de las cuales, cerca de 22,4 Gt correspondían a la combustión de fuentes fósiles de energía. Una gran parte de estas emisiones son neutralizadas por los vegetales y los océanos, el resto contribuye a un calentamiento progresivo de la atmósfera, que tiene como consecuencias inmediatas la subida del nivel de las aguas, el aumento de la desertización y la inadaptación de especies animales y vegetales a las nuevas temperaturas.

Según el Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC), desde 1900 se acelera el calentamiento de la atmósfera. Nuestro planeta se ha recalentado en un promedio de 0,3 a 0,6°C. Este calentamiento ha provocado una elevación del nivel de los océanos de 10 a 25 cm y el espesor medio de los bancos de hielo se ha reducido un 40% en medio siglo.

Tanto en los procesos de transformación, como en el consumo de energía, se emiten grandes cantidades de óxidos de azufre ($SO_2$) y de nitrógeno ($NO_x$), principales causantes de la lluvia ácida. Estos compuestos reaccionan en la atmósfera con el agua y el oxígeno ayudado por la luz solar formando ácido sulfúrico y ácido nítrico. Las precipitaciones de estos ácidos están provocando la degradación de enormes masas boscosas mediante la defoliación de las plantas además de dañar las construcciones, atacando a mármoles y piedras calcáreas.

Las evaporaciones y combustiones incompletas de hidrocarburos ($H_xC_y$) provenientes en parte de las refinerías, de las instalaciones de combustión fijas y, en una proporción aún más elevada, de los vehículos y el transporte, provocan impactos asociados a la emisión de sustancias carcinógenas o al fenómeno denominado niebla de verano (smog fotoquímico).

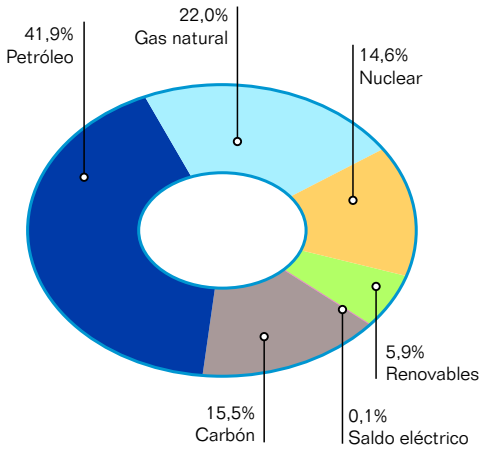
Los residuos radioactivos, los metales pesados y las partículas, son otros de los contaminantes provenientes del sector energético con importantes impactos en la degradación de aguas y terrenos, y en la salud humana.

Ante esta problemática, y sobre la base del Informe de la Comisión Brundlandt (1987), se celebra la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro en 1992, donde nace la Convención Marco de Naciones Unidas sobre cambio Climático, ámbito de análisis a escala mundial del calentamiento terrestre.

*«El problema al que se enfrenta la humanidad es mantener los niveles de emisiones contaminantes dentro de unos márgenes aceptables por el Planeta, y al mismo tiempo crear un sistema energético capaz de hacer frente al abastecimiento de la creciente población mundial, de cubrir las fuertes demandas de los países en desarrollo y de ser capaz de responder a la búsqueda de una mayor calidad de vida para todos los seres humanos.»*

*«La disminución de la intensidad energética y por tanto un aumento de la eficiencia en los próximos años es un elemento clave para poder paliar el impacto ambiental y para que sea viable un crecimiento sostenible.»*

*«La Unión Europea es una de las regiones del mundo con mayor consumo energético. Su demanda de energía primaria representa el 15,1% del consumo mundial, cuando su población representa el 6,4% de los habitantes del Planeta.»*




1.435,7 Mtep

Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000. Metodología EUROSTAT

En 1997 se aprueba el Protocolo de Kioto, mediante el cuál, 38 países industrializados se comprometen a reducir la emisión de gases de efecto invernadero en diferentes proporciones.

En la IV Conferencia de las Partes del Convenio de Cambio Climático o Cumbre de Buenos Aires, en noviembre de 1998, se establece un Plan de Acción que incluye mecanismos para reducir la contaminación o Mecanismos para un Desarrollo Limpio, Mecanismos de Flexibilidad donde se fijan las cuantías de emisión que un país puede comprar a otros para cumplir la cuota asignada en Kioto. También se evalúan los aspectos relativos al cumplimiento del Protocolo y se promueve la transferencia de tecnologías a países en desarrollo.

Posteriormente, en la VI Conferencia de las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático celebrada en La Haya en noviembre de 2000, se siguió estableciendo el marco para la puesta en práctica del Plan de Acción de Buenos Aires.

En la actualidad, y aunque los Estados Unidos no han ratificado el protocolo de Kioto, aludiendo a razones de crecimiento económico, la firma anunciada por Rusia y Japón y la ratificación efectuada por la Unión Europea, hacen albergar grandes esperanzas de que finalmente pueda entrar en vigor dicho protocolo.

La disminución de la intensidad energética y por tanto un aumento de la eficiencia en los próximos años es un elemento clave para poder paliar el impacto ambiental y para que sea viable un crecimiento sostenible. Las energías renovables deben disponer de un desarrollo suficiente para tomar el relevo de algunas de las tecnologías actuales.

## 1.3.- Situación actual y política energética de la Unión Europea

### 1.3.1.- Consumo de energía en la UE y autoabastecimiento energético

La Unión Europea es una de las regiones del mundo con mayor consumo energético. En 1998, la demanda de energía primaria fue de 1.435,7 Mtep. Esta cifra representa el 15,1% del consumo mundial y el 31% del de los países integrantes de la OCDE, mientras que su población representa tan sólo el 6,4% del total de habitantes del Planeta. Examinada en su conjunto, la Unión Europea aglutina países muy diferentes en lo que respecta a producciones y consumos energéticos, así como de condiciones climáticas, desde las zonas frías de Escandinavia a las zonas templadas del Mediterráneo. Todo ello hace que existan hábitos de vida y niveles de consumo energético muy diversos.

#### Consumo por fuentes

Por fuentes de energía sigue predominando el consumo de petróleo, que durante 1998 aportó 601,5 Mtep, un 41,9% de la estructura de energía primaria comunitaria. Le siguen el gas natural, con 315,5 Mtep (22,0%) y el carbón, con 222,7 Mtep (15,5%).

La energía nuclear, producida principalmente en Francia y Alemania, aporta 209,7 Mtep, lo que representa un 14,6% de la energía primaria demandada en la Unión Europea. Las energías renovables tienen un peso del orden del 5,9% (85,1 Mtep).



Consumo de energía primaria por fuentes

## Análisis de evolución por fuentes

Analizando la evolución del consumo de energía primaria en la Unión Europea se observa un crecimiento medio anual del 1,1% en el período 1990-1998. En el período antes mencionado, se ha producido un cambio significativo en la estructura del consumo de energía primaria de la Unión Europea. Así, el carbón ha perdido cuota de participación, pasando del 22,9% en 1990 al 15,5% en 1998. El motivo principal de este hecho ha sido el fuerte incremento del consumo de gas natural, un 42,1% en dicho período, pasando a ser la segunda fuente de energía detrás del petróleo. Del mismo modo, aunque en menor medida, se ha producido un aumento del consumo de energía renovable, pasando de 65,8 Mtep en 1990 a 85,1 Mtep en 1998 (28,9%).

La energía nuclear ha seguido ganando peso en la estructura de consumo Comunitaria, alcanzando el 14,6% en 1998 frente al 13,8% de 1990, lo que supone un incremento en este período del 15,6%. Por último, aunque el consumo de petróleo se ha incrementado en 56,4 Mtep, el porcentaje en la estructura de energía primaria ha permanecido prácticamente constante, en torno al 41%.

Evolución del consumo de energía primaria por fuentes en la Unión Europea

## Consumo por países

Alemania, con el 23,9%, y Francia, con el 17,5%, son los países de la Unión Europea que han presentado mayores consumos de energía primaria en 1998. En el otro extremo se encuentran Luxemburgo e Irlanda, con el 0,2% y el 0,9% de la demanda total de energía primaria respectivamente.

Porcentualmente, en el período 1985-1998, Portugal ha experimentado el mayor incremento en el consumo con un 84,6%. Le siguen a una distancia considerable España, con un 49,7% e Irlanda y Grecia, con un 47,7% y un 46,7% respectivamente.

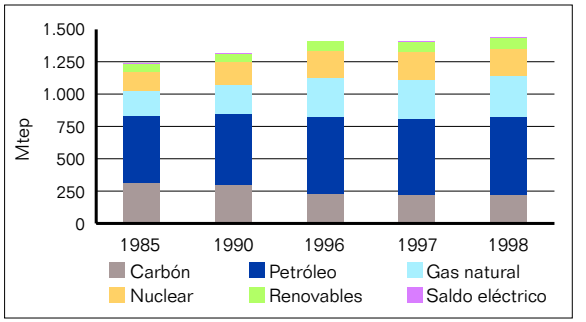
Suecia es el país que menos ha aumentado su consumo en este período, con un 2,6% y Alemania ha sido el único miembro comunitario en el que ha bajado la demanda de energía primaria, con una reducción del 4,6%.

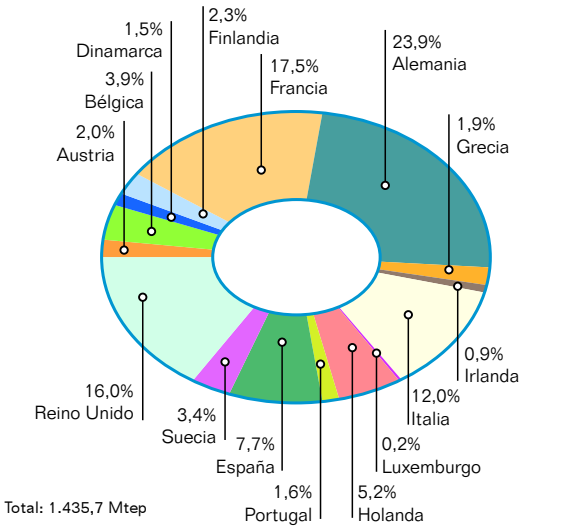
Consumo de energía primaria por países en 1998

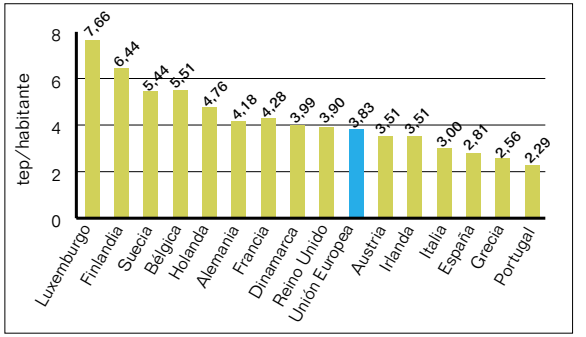
Desde 1990, el consumo per cápita de energía primaria en la Unión Europea ha crecido a una media de un 0,7% anual, alcanzando 3,83 tep/hab en 1998. Luxemburgo con 7.66 tep/hab y Finlandia con 6,44 tep/hab son los países que presentan los mayores índices. Los habitantes de los países Mediterráneos son los que menor cantidad de energía primaria demandan. Portugal, con 2,29 tep/hab, y Grecia, con 2,56 tep/hab cierran la clasificación.

Consumo per cápita de energía primaria en 1998

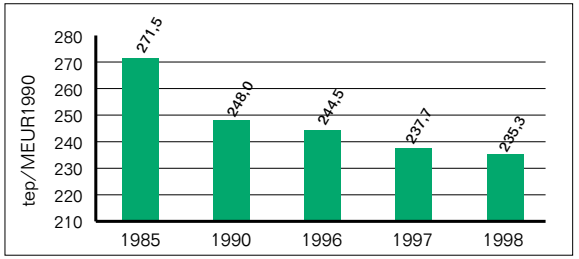
La intensidad energética en la Unión Europea ha descendido en los últimos trece años un 13,3%, pasando de 271,5 tep/1990 MEUR en 1985 a 235,3 tep/1990 MEUR en 1998. En este último año, Grecia y Portugal presentaron las mayores intensidades con 353,8 tep/1990 MEUR y 347,8 tep/1990 MEUR respectivamente. Dinamarca con 168,2 tep/1990 MEUR tep y Italia con 182,9 tep/1990 MEUR, son los países comunitarios con menores intensidades energéticas.

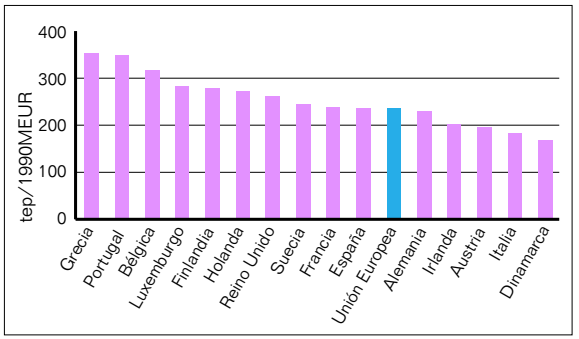


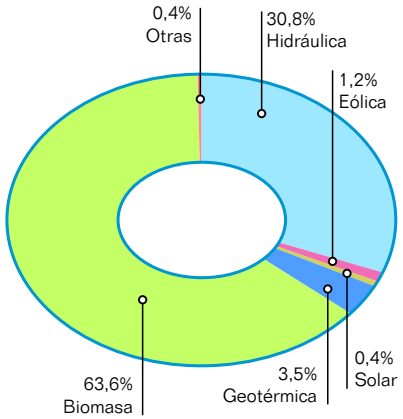




Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000




85.155 ktep

Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000

Evolución de la intensidad energética en la Unión Europea

Intensidad energética en 1998

## Aporte de las energías renovables

En 1998, la producción de energía primaria en la Unión Europea procedente de fuentes renovables ascendió a 85.155 ktep que representa el 5,9% del total demandado. De esta cifra, el 63,6% correspondió a la biomasa (54.176 ktep) y el 30,8% a la hidráulica (26.263 ktep). La energía geotérmica generó 2.933 ktep, el 3,5% del total y la eólica sólo generó el 1,2% ( 1.037 ktep) ese año. Por último, la energía solar sólo aportó el 0,4% (348 ktep).

Consumo de fuentes renovables en la Unión Europea en 1998

A Francia corresponde el 19,8% del total de la energía renovable consumida en la Comunidad, seguida de Suecia e Italia con el 16,1% y 15,7% respectivamente. España se sitúa en sexto lugar con el 8,2%.

## Producción y autoabastecimiento

En 1998, la Unión Europea consumió 1.436 millones de tep, produciendo únicamente 753 millones, es decir, sólo el 52,4% de la energía consumida se generó dentro de sus límites. La evolución del autoabastecimiento energético se muestra en el siguiente gráfico.

Autoabastecimiento de energía primaria en la Unión Europea

Por fuentes energéticas nos encontramos con la siguiente situación:

- La dependencia comunitaria más elevada es la del petróleo, en torno del 73% del consumo. La diversificación geográfica a largo plazo es complicada debido a que las reservas mundiales se concentrarán en Oriente Medio.

- Con respecto al gas natural, la dependencia actual es moderada (42%). La Unión Europea se abastece de proveedores diversos y próximos geográficamente (Rusia, Noruega, África del Norte, y en particular Argelia y Libia).

- La Unión Europea importa el 49% de la hulla consumida. La dependencia en términos relativos no dejará de aumentar en los próximos años, estimándose para el 2020 en un 70%.

- En cuanto al autoabastecimiento de combustibles nucleares, Europa depende en un 95% de su abastecimiento externo de uranio.

La problemática del autoabastecimiento energético es tratada ampliamente en el Libro Verde publicado por la Comisión de las Comunidades Europeas (Bruselas, 29.11.2000) titulado «Hacia una estrategia europea del abastecimiento energético».

Entre las afirmaciones que aparecen en este informe se encuentran:

- Si no se frena el aumento del consumo en los principales sectores de expansión, que son el transporte, los hogares y los servicios, la dependencia energética de la Unión seguirá creciendo.

- La política de diversificación geopolítica del abastecimiento europeo no ha liberado a la Unión de una dependencia centrada en Oriente Medio para el petróleo y en Rusia para el gas natural.

- La mejor garantía de seguridad del abastecimiento es preservar la diversidad de energías y fuentes de abastecimiento.

- Las energías nuevas y renovables constituyen una opción prioritaria para una acción simultánea a favor de la seguridad del abastecimiento, el medio ambiente y las poblaciones rurales.

- A medio plazo, las energías renovables son la única fuente de energía en que la Unión Europea dispone de cierto margen de maniobra para aumentar la oferta en las circunstancias actuales. La Unión no puede permitirse despreciar esta forma de energía.

- Es vital el desarrollo de una infraestructura de transporte de productos energéticos, en especial gas natural.

### 1.3.2.- El mercado interior del gas y de la electricidad

En la actualidad se está trabajando para la creación de un mercado comunitario del gas y la electricidad con el objetivo principal de reforzar la competitividad económica.

El esfuerzo realizado ha dado como resultado la aparición de cinco Directivas que han supuesto el motor para la apertura de los mercados a la competencia, al abordar la transparencia de los precios de venta (1990), el tránsito de la electricidad y el gas por las grandes redes (1990, 1991), el mercado interior de la electricidad (1996) y el mercado interior del gas (1998).

En la actualidad, la Comisión Europea ha propuesto un conjunto de medidas para acelerar la completa liberalización de los mercados del gas y de la electricidad contempladas como modificaciones de las dos ultimas Directivas citadas anteriormente.

Los pilares básicos del mercado interior pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Garantizar el libre establecimiento de empresas.

- Garantizar la libre circulación del gas y de la electricidad.

- Crear una base normativa que garantice la transparencia y la equidad.

- Promover la inversión de infraestructuras que permitan los puntos anteriores.

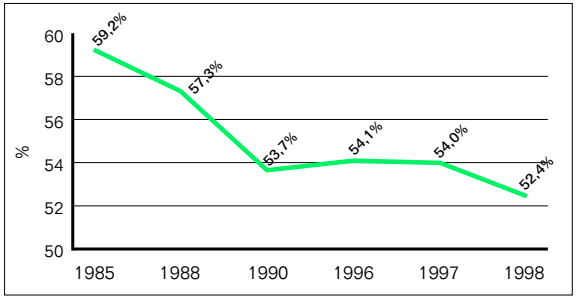
### 1.3.3.- La problemática medioambiental y el fomento de las energías renovables

Según el Libro Verde de la Comisión de las Comunidades Europeas titulado: «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético», el 94% de las emisiones de $CO_2$ generadas por el hombre en Europa pueden atribuirse al sector energético en su conjunto.

Los combustibles fósiles aportan la cuota más alta de emisiones. En valores absolutos, el consumo de petróleo representa el 50% de las emisiones de $CO_2$ en la Unión Europea, el gas natural el 22% y el carbón el 28%.

Sectorialmente, la producción de electricidad y de vapor es responsable del 30% de las emisiones de $CO_2$, el transporte del 28%, los hogares del 14%, la industria del 16% y el sector terciario del 5%.

*«En 1998, la Unión Europea consumió 1.436 millones de tep, produciendo únicamente 753 millones, es decir, sólo el 52,4%.»*




Fuente: Dirección General de Energía de la Comisión Europea. Annual Energy Review 2000

*«Según el Libro Verde de la Comisión de las Comunidades Europeas ... el 94% de las emisiones de $CO_2$ generadas por el hombre en Europa pueden atribuirse al sector energético en su conjunto.»*

*«Esta autoexigencia en lo concerniente a las emisiones de gases causantes del efecto invernadero, ... ha llevado a la UE a firmar el protocolo de Kioto de diciembre de 1997, en el que se comprometió a reducir dichas emisiones en un 8% de media respecto a los niveles de 1990, entre los años 1998 y 2012.»*

*«El cumplimento de los compromisos de Kioto depende esencialmente de las políticas energéticas y de transporte. Se deberán adoptar medidas concretas (en particular, fiscales y reglamentarias) a favor del ahorro energético y la promoción de las energías renovables.»*

A pesar de que el aporte de la UE a las emisiones mundiales de $CO_2$ (14%), es limitada, se ha propuesto aplicar una política decidida para la disminución significativa de este tipo de gases. Esta autoexigencia ha llevado a la UE a firmar el protocolo de Kioto de diciembre de 1997, en el que se comprometió a reducir sus emisiones en un 8% de media respecto a los niveles de 1990, entre los años 1998 y 2012.

En la siguiente tabla se muestran los compromisos de reducción (o limitación del aumento) de emisiones de gases causantes del efecto invernadero sobre los niveles de 1990 que los distintos Estados Miembros de la Unión Europea han adquirido para el período 2008-2012. España puede aumentar estas emisiones un 15% respecto a los niveles de 1990.

| País | Reducción |
|---|---|
| Alemania | -21,0% |
| Austria | -13,0% |
| Bélgica | -7,5% |
| Dinamarca | +21,0% |
| España | +15,0% |
| Finlandia | 0,0% |
| Francia | 0,0% |
| Grecia | +25,0% |
| Holanda | -6,0% |
| Irlanda | +13,0% |
| Italia | -6,5% |
| Luxemburgo | -28,0% |
| Portugal | +27,0% |
| Reino Unido | 0,0% |
| Suecia | +4,0% |

El cumplimento de los compromisos de Kioto depende esencialmente de las políticas energéticas y de transporte. Se deberán adoptar medidas concretas (en particular, fiscales y reglamentarias) a favor del ahorro energético y la promoción de las energías renovables.

Las energías renovables se presentan como una excelente alternativa para reforzar el autoabastecimiento energético y conseguir un desarrollo sostenible con bajas tasas de emisiones contaminantes y promoción de las zonas rurales.

La cuota de las energías renovables en el consumo de energía primaria está fuertemente vinculada a la evolución del consumo y del ahorro energético. En los últimos años, los esfuerzos realizados en el desarrollo de estas energías se han visto absorbidos por el aumento del consumo. Por tanto, todos los progresos en este sentido sólo tendrán éxito si van acompañados de políticas de racionalización de la demanda de energía.

La Unión Europea es consciente de ello y se ha fijado un objetivo ambicioso en este terreno: un 12% del consumo energético en el año 2010 debe provenir de energías renovables. El cumplimiento de este objetivo exige esfuerzos políticos y económicos extremadamente importantes. Es indispensable que los Estados miembros hagan suya esta meta y fijen unos objetivos nacionales acordes con el de la Unión.

Esta meta fue fijada en el Libro Blanco «Para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios: Energía para el Futuro: Fuentes de energías Renovables COM (97) 599 final.

En estas comunicaciones de la Comisión Europea se plantea como objetivo duplicar en los próximos años el porcentaje de energías renovables del total del consumo comunitario de modo que se pase del 6% aproximado actual a un 12% del consumo en el año 2010, mediante la utilización de un amplio apoyo presupuestario.

En la siguiente tabla se muestran los objetivos de instalación para el final del período.

| Tipo de energía | Parte del mercado en la UE en 1995 | Parte del mercado prevista en 2010 |
|---|---|---|
| 1. Eólica | 2,5 GW | 40 GW |
| 2. Hidroeléctrica | 92 GW | 105 GW |
| 2.1. Grandes centrales | (82,5 GW) | (91 GW) |
| 2.2. Pequeñas centrales | (9,5 GW) | (14 GW) |
| 3. Fotovoltaica | 0,03 GWp | 3 GWp |
| 4. Biomasa | 44,8 Mtep | 135 Mtep |
| 5. Geotérmica | | |
| 5.a Electricidad | 0,5 GW | 1 GW |
| 5.b Calor (incl. Bombas de calor) | 1,3 GWth | 5 GWth |
| 6. Colectores térmicos solares | 6,5 millones m² | 100 millones m² |
| 7. Solar pasiva | | 35 Mtep |
| 8. Otras | | 1 GW |

## 1.3.4.- Tendencias futuras[1]

En la Unión Europea se calcula que la demanda energética bruta en el año 2030 será un 11% superior que en 1998. Se considera que la demanda energética aumentará mucho más lentamente que el PIB. Se observa, pues, una marcada desconexión entre el crecimiento de la demanda energética y el crecimiento económico.

Se produce además un notable cambio estructural en el consumo de energía: la fuente de energía que registra el crecimiento más rápido es el gas natural: + 45% entre 1995 y el 2030. El petróleo seguirá siendo el combustible más importante, a pesar del modesto crecimiento proyectado hasta el 2030; su parte en el año 2030 estará en el 38%. El consumo de carbón será en 2030 un tercio más elevado que en 1998.

[1] Trascripción de los resultados obtenidos por la Comisión de las Comunidades Europeas en el Libro Verde: Hacia una estrategia europea del abastecimiento energético.

Las energías renovables seguirán aumentando en términos relativos (+ 45% entre 1998 y 2030). Con todo, su parte se mantiene más bien baja (6,7% en el 2010 y 7,7% en el 2030), y ello en la hipótesis de que se mantengan los sistemas actuales de apoyo de los Estados Miembros. Está claro que el objetivo de un 12% de energías renovables en la UE exige medidas políticas adicionales.

Aunque se produce una desconexión significativa del consumo energético con respecto al crecimiento económico, se estima que la demanda energética seguirá aumentando. Del mismo modo, pueden seguir creciendo las importaciones energéticas. Dado que la producción energética de la Unión Europea debería alcanzar su cenit en torno al 2010, la parte de las importaciones en la demanda energética aumentará considerablemente. De hecho, la dependencia de las importaciones energéticas se considera que aumentará de forma significativa, pasando de menos del 50% en 1998 al 71% en el 2030.

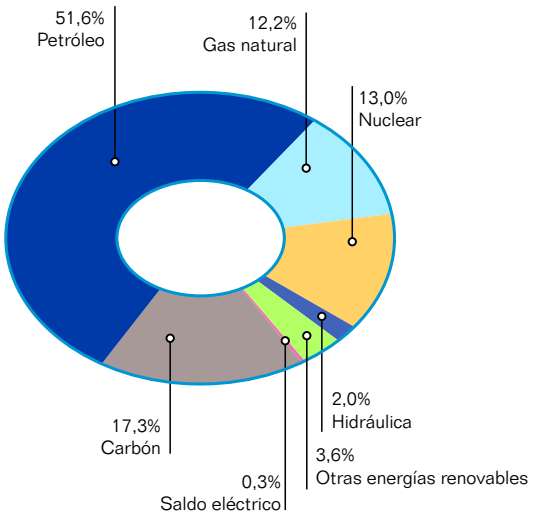
Además, el aumento del consumo energético generará unas emisiones de $CO_2$ más altas. Entre 1990 y 2010, el año de referencia del protocolo de Kioto y el punto medio del período objetivo (2008-2012), se estima que las emisiones de $CO_2$ en la Comunidad aumentarán un 5%. Se trata de un porcentaje claramente inferior al crecimiento de la demanda energética, gracias al aumento de la participación correspondiente al gas natural, la energía nuclear y las energías renovables de aquí a 2010.

La sustitución del carbón por el gas natural debería continuar después del 2010, lo que contribuirá a limitar las emisiones de $CO_2$. No obstante, habida cuenta de las políticas actuales en materia de energía nuclear y de los actuales niveles de apoyo a las energías renovables, y a falta de políticas adicionales en mate-

*«En la Unión Europea se calcula que la demanda energética bruta en el año 2030 será un 11% superior que en 1998 aumentando mucho más lentamente que el PIB. Se observa, pues, una marcada desconexión entre el crecimiento de la demanda energética y el crecimiento económico.»*

*«La sustitución del carbón por el gas natural debería continuar después del 2010, lo que contribuirá a limitar las emisiones de $CO_2$.»*

*«En la Europa-30, el consumo energético debería aumentar un 25% entre 1998 y el año 2030, reflejando a la vez el fuerte crecimiento económico y las considerables mejoras en el ámbito de la intensidad energética.»*




Total: 125.175 ktep

Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

ria de cambio climático, la parte de los combustibles de emisión de carbono cero debería disminuir a partir del 2010. En consecuencia, las emisiones de $CO_2$ seguirían aumentando, superando en un 12% el nivel de 1990 en el 2020 y en un 22% en el 2030.

### Europa-30

La ampliación del análisis a 30 países europeos arroja unos resultados más o menos similares a los de la UE actual. Hay dos razones para ello. En primer lugar, la UE actual representa cerca del 80% del consumo de energía de la Europa-30. En segundo lugar, la estructura energética de los países candidatos y de los vecinos directos se considera próxima a la de la UE en los decenios siguientes. No obstante, dado que Noruega –que es un exportador importante de petróleo y gas- está incluida en la Europa-30, la dependencia de las importaciones sería menor.

En la Europa-30, el consumo energético debería aumentar un 25% entre 1998 y el año 2030, reflejando a la vez el fuerte crecimiento económico y las considerables mejoras en el ámbito de la intensidad energética. Los combustibles que presentan los tipos de crecimiento más altos son el gas natural, las energías renovables, los combustibles sólidos y el petróleo, mientras que la contribución nuclear debería disminuir debido al cierre de centrales nucleares poco seguras en los países candidatos, así como a las actuales actitudes gubernamentales hacia la energía nuclear de determinados Estados miembros. La parte de las energías renovables en la Europa-30 debería incrementarse de un 36% en 1998 a un 60% en el 2030.

Las proyecciones anteriores indican que de no tomar medidas más contundentes a favor del ahorro y la eficiencia energética y en el fomento de las energías renovables:

- La dependencia energética de Europa se situará en torno al 70% en 2030.
- Las energías renovables no alcanzarán el 12% de energía primaria en 2010
- Los objetivos de Kioto podrían verse comprometidos.

## 1.4.- Situación actual y política energética nacional

### 1.4.1.- Situación actual y evolución del consumo de energía en España

#### Consumo de energía primaria

El consumo de energía primaria en España en el año 2000 ascendió a 125,2 Mtep, lo que supone un incremento del 4,9% respecto al año 1999.

Por fuentes destaca el consumo de petróleo, con 64,7 Mtep, un 51,6% del total. Le sigue a una distancia considerable el carbón, con una demanda de 21,6 Mtep lo que representa el 17,3% de la estructura del consumo de energía primaria. Las demandas de energía nuclear y gas natural son del mismo orden, aportando el 13,0% (16,2 Mtep) y el 12,2% (15,2 Mtep) respectivamente. Las energías renovables, con 7,1 Mtep (5,6%) y el saldo eléctrico con 382 ktep (0,3%), cierran el balance de consumo de energía primaria en España durante el año 2000.



Consumo de energía primaria en España durante el año 2000

En el período 1995-2000, el consumo de energía primaria aumentó en más de un 23,7%, con un incremento brusco del 6,2% en 1998, otro suave de tan

sólo el 0,3% en 1996, y significativos aumentos en 1997, 1999 y 2000, con un 5,7%, un 4,8% y un 4,9% respectivamente.

Durante el citado período 1995-2000, el consumo de petróleo se incrementó en un 18,4%, el de carbón en un 15,6% y la energía nuclear en un 12,2%. Con diferencia, las energías renovables y sobre todo, el gas natural, han mostrado las pendientes de crecimiento más elevadas. Así, el gas natural pasó de 7.504 ktep en 1995 a 15.223 ktep en 2000, lo que supone un incremento del 102,9%. El consumo de energía proveniente de recursos renovables aumentó en un 28,6%, pasando de 5.490 ktep a 7.061 ktep en estos años.

Evolución del consumo de energía primaria en España



## Intensidad energética

La intensidad energética en España en el año 2000 fue de 237,8 tep/millones de euros. Desde el año 1996 se viene produciendo un incremento continuado de este parámetro, lo que indica un crecimiento mayor en estos años de los consumos energéticos que del Producto Interior Bruto nacional. La evolución de la intensidad energética se muestra en la siguiente gráfica.

Evolución de la intensidad energética primaria en España



## Consumo per cápita de energía primaria

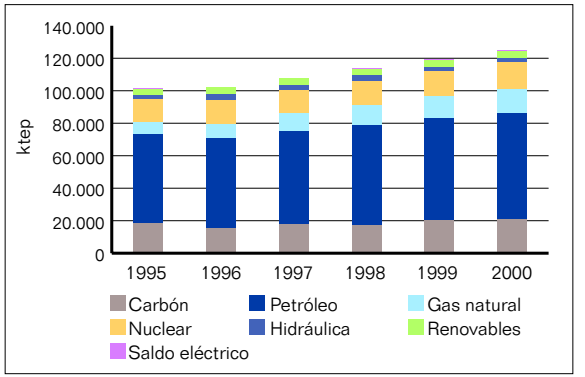
El consumo de energía primaria per cápita viene aumentando en los últimos años, pasando de 2,50 tep/hab en 1995 a 3,09 tep /hab en 2000, lo que supone un incremento medio anual de un 4,72%.

Evolución del consumo per cápita de energía primaria en España

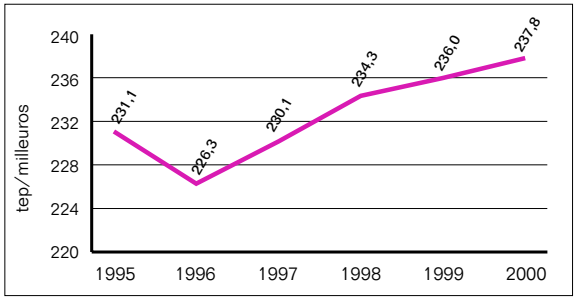


## Grado de autoabastecimiento

El grado de autoabastecimiento decreció de modo considerable en el periodo 1995-2000, pasando de un 30,8% en 1995 a un 25,6% en 2000. La causa del descenso de estas tasas se explica en el crecimiento



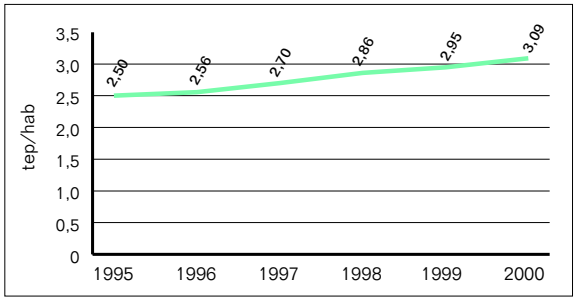

Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.



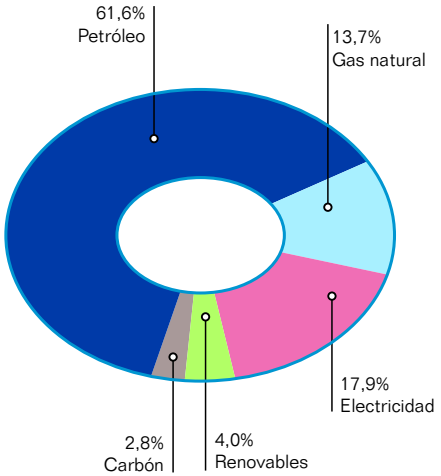

Fuentes: Dirección General de Política Energética y Minas e Instituto de Estadística de España

| Grado autoabastecimiento (1) | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Carbón | 52,0 | 60,6 | 53,5 | 51,6 | 41,9 | 38,6 |
| Petróleo | 1,2 | 0,9 | 0,6 | 0,9 | 0,5 | 03 |
| Gas natural | 7,2 | 4,9 | 1,4 | 0,8 | 0,9 | 0,9 |
| Nuclear (2) | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Hidráulica | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Otras energías renovables | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |
| Total | 30,8 | 32,1 | 29,4 | 28,4 | 25,8 | 25,6 |

(1) Relación entre producción interior y consumo total de energía.
(2) La metodología empleada establece que toda la generación nuclear sea considerada como autoproducción, a pesar de que España importa una gran parte del combustible nuclear que utiliza.
Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

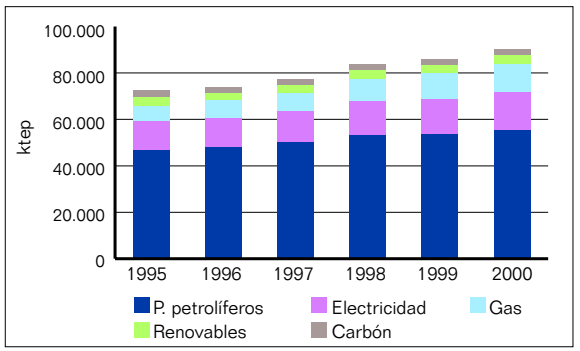



Fuentes: Dirección General de Política Energética y Minas e Instituto de Estadística de España




Total: 90.266 ktep

Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.




Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas.

del consumo energético en España frente al mantenimiento de la producción interior de energía primaria. En la siguiente tabla se detalla el origen del autoabastecimiento nacional en el período 1995-2000.

### Consumo de energía final

El consumo de energía final durante el año 2000 fue de 90.266 ktep, de los que el 61,6% correspondieron a productos petrolíferos. La electricidad aportó un 17,9% del consumo total, alcanzando la cifra de 16.207 ktep y el gas natural, con 12.319 ktep, supuso el 13,7% del consumo final de energía en España. Añadir a esto el consumo final de energías renovables con un 4,0% y el carbón con un 2,8%.

Consumo de energía final en España durante el año 2000

El consumo de energía final creció un 25,1% en el periodo 1995-2000, con un crecimiento destacable en 1998 de un 8,0% respecto a 1997, mientras que en los años restantes el crecimiento no fue superior al 5%.

En el crecimiento del consumo total de energía final destacó la evolución del consumo de gas, que supuso un crecimiento del 88,1%, es decir, de 6.550 ktep en 1995, pasó a consumirse 12.319 ktep en 2000, debido principalmente a la incorporación del gas natural en los sectores industriales; también es destacable la subida del 30,1% en el consumo de electricidad y del 18,4% en el consumo de productos petrolíferos entre los años 1995 y 2000.

Evolución del consumo de energía final

### Consumo per cápita de energía final

El consumo de energía final per cápita ha crecido un 25,3% en el período 1995-2000. Destaca el incremento presentado en el año 1998, un 7,8% respecto a 1997.

Evolución del consumo per cápita de energía final

### Eficiencia energética

El ratio E. final/E. primaria en el año 2000 fue de 0.721, igual al presentado en 1999 y muy similar a las cifras observadas desde el año 1995. En la siguiente gráfica se muestra su evolución.

Evolución de la eficiencia energética en España

## 1.4.2.- Criterios de planificación energética nacional

Aunque el Plan Energético Nacional es el documento que establece los criterios y las bases de la planificación energética del Estado Español entre los años 1991 y 2000, desde 1996 se puede decir que dicho Plan ya no tiene valor, pues desde el año referido se ha producido un cambio radical en los criterios energéticos, pasando de una política de Planificación a un esquema de puro mercado de oferta y demanda, en el que se alienta una creciente liberalización del sistema energético y se hace recaer en los generadores, distribuidores, comercializadores y consumidores, todas las actuaciones que en materia de energía deban llevarse a cabo. Es decir, ahora no existe ningún Plan que coordine y dirija las actuaciones energéticas a nivel Nacional, y es el mercado el que supuestamente se encarga de

casar la demanda de energía con la oferta, según esquemas de liberalización.

Dentro de este sistema liberalizado, las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica permanecen reguladas (Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico). El transporte de electricidad desde las unidades productoras hasta los puntos de consumo es gestionado por el Operador del Sistema Eléctrico (Red Eléctrica de España) en lo que se refiere a la red eléctrica de transporte y por el distribuidor en lo que se refiere a las redes de alta, media y baja tensión.

De la misma manera, en el ámbito de los hidrocarburos, la planificación va dirigida a los gasoductos de la red básica, a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos y a la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor, teniendo en estos casos carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos (La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos).

Como respuesta al compromiso que emana de la Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, y que define el objetivo de desarrollo a alcanzar por las Energías Renovables, el Consejo de Ministros, el día 30 de Diciembre de 1999, tomó el Acuerdo por el que se aprueba el Plan de Fomento de las Energías Renovables para el período 2000-2010.

A continuación se comentan los criterios de planificación energética nacional.

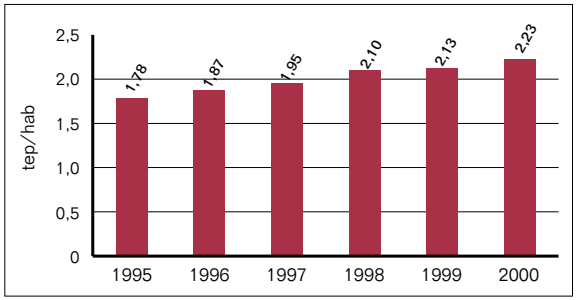
## Plan de fomento de las energías renovables

El Plan de Fomento de las Energías Renovables de España fue elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) y aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de diciembre de 1999 para el periodo 2000-2010.

El plan recoge las principales medidas y directrices para llevar a cabo una estrategia energética cuyo objetivo sea lograr el 12% del consumo de energía primaria con fuentes renovables en el 2010. En su conjunto, constituye una estrategia más para apoyar las fuentes renovables y la política energética nacional, cuyos objetivos son:

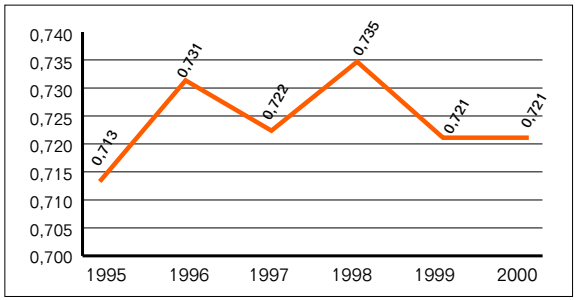
- Diversificación de las fuentes para garantizar la seguridad del suministro.
- Lograr una mayor eficiencia en la utilización de energía.
- Desarrollo del sector y de un tejido industrial compatibilizándolo con el medio ambiente.

Las razones que han llevado a la Administración a elaborar el plan se enmarcan dentro de tres grandes grupos. En primer lugar, las obligaciones que impone el Mercado Interior de la Energía con el objetivo de garantizar el suministro respetando el medio ambiente, que este suministro sea diversificado para reducir las altas tasas de dependencia y el marco normativo para favorecer las energías renovables consecuente de la liberalización de los mercados energéticos. Por otro lado está la problemática medioambiental y el compromiso de reducir el crecimiento de las emisiones de gases contaminantes de la atmósfera según el Protocolo de Kioto. Por último, el fomento de estas fuentes energéticas puede producir impactos positivos en el




Fuentes: Dirección General de Política Energética y Minas e Instituto de Estadística de España

*«El Plan de Fomento de las Energías Renovables de España ... recoge las principales medidas y directrices para llevar a cabo una estrategia energética cuyo objetivo sea lograr el 12% del consumo de energía primaria con fuentes renovables en el 2010.»*




Fuente: Dirección General de Política Energética y Minas

*«...el fomento de las energías renovables puede producir impactos positivos en el sistema económico por el desarrollo de industrias de bienes de equipo...»*

*«La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico supone un cambio importante en el funcionamiento y regulación del sistema que hasta esa fecha se había adoptado en España.»*

sistema económico por el desarrollo de industrias de bienes de equipo afines a las energías renovables.

A lo largo del Plan se analiza el contexto energético en España y las causas que han provocado un aumento del consumo de energía en los últimos años. Se adopta un ahorro sobre el consumo tendencial del 9,6% y se prevé que en el 2010 las energías renovables aportarán el 12,3% sobre el total de energía primaria.

En el capítulo de financiación se hace una valoración económica y financiera para las actuaciones del plan en el período 1999-2006. Las inversiones necesarias para alcanzar los objetivos se estiman en 9.495 MEUR. Se han tenido en cuenta variables relacionadas con el mercado tales como los potenciales disponibles, las capacidades del sector, la evolución técnica-económica y las barreras junto con los recursos financieros disponibles para este sector. El Plan considera que la financiación de las inversiones debe realizarse mediante mecanismos del libre mercado, con apoyos públicos para impulsar tecnologías no maduras e incentivando al sector privado con instrumentos financieros. Este apoyo viene dado a través de las diferentes administraciones y complementados con los fondos estructurales (FEDER, FEOGA Y FSE) así como por los Fondos de Cohesión (principalmente para el transporte y el medio ambiente).

### Marco regulador del sistema eléctrico

Las cinco disposiciones constitutivas de la regulación del mercado eléctrico son:

- Ley 54/97, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Orden de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.
- Orden de 14 de julio de 1997 por la que establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.
- Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico supone un cambio importante en el funcionamiento y regulación del sistema que hasta esa fecha se había adoptado en España.

Según ésta, el legislador se muestra con una decidida voluntad de propiciar una mayor liberalización, asegurando la competencia empresarial y garantizando un menor coste de la energía eléctrica.

La Ley transpone la Directiva 96/92/CE sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad, de 19 de diciembre de 1996, apoyándose también en el Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional firmado el 11 de diciembre por el Ministerio de Industria y Energía y los Presidentes de las principales compañías eléctricas.

Los principios fundamentales que inspiran el funcionamiento del sistema eléctrico español, pueden resumirse como sigue:

1. Libertad de establecimiento para nuevas instalaciones de generación. La iniciativa privada es quien

debe decidir las inversiones en el sector eléctrico. Se abandona, por tanto, el principio de planificación en la generación eléctrica como criterio de desestimación de solicitudes de instalación de nuevas centrales.

2. Libertad de suministro de energías primarias para la generación de energía eléctrica.

3. Creación de un mercado de energía eléctrica cuyos precios se formarán a partir del coste marginal.

4. Liberalización progresiva del suministro de electricidad a los consumidores. Se declara la contratación libre de electricidad para estos agentes mediante diferentes figuras contractuales, de tal manera que en el año 2003, todos los clientes podrán acceder al mercado de ofertas.

5. Libre acceso a las redes de transporte y distribución para los consumidores y clientes cualificados mediante un sistema de peajes de tránsito.

6. Obligación de separar jurídicamente las actividades reguladas y no reguladas.

7. Libertad de establecimiento de las compañías de comercialización.

8. Promoción de las energías renovables y de las formas de producción de energía eléctrica que contribuyan a la mejora del medio ambiente.

9. Reducción de la intervención estatal.

10. Incorporación de las previsiones contenidas en la directiva 96/92/CE sobre mercado interior de la electricidad.

Por su importancia, es necesario destacar asimismo el contenido del Real Decreto 2818/98 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración, en el que se especifican, entre otros aspectos (rendimientos y autoconsumos mínimos exigidos, condiciones de conexión a red, titularidad de las instalaciones, etc.), las primas a la producción eléctrica para determinadas formas de generación eléctrica que suponen un ahorro de energía primaria (en el caso de la cogeneración), el empleo de energías limpias (las renovables), y el empleo de residuos como medio de producir una reducción del impacto ambiental (caso de los residuos no renovables y de las instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola ganadero o de servicios).

Las primas establecidas en cada caso, se sumarán al precio del mercado mayorista para calcular el precio final que corresponderá a la electricidad generada en régimen especial.

En desarrollo de la Ley se han ido dictando diversos Reales Decretos, que si bien no contienen regulación de mercado en sentido estricto, se refieren a cuestiones que al menos tangencialmente tienen alguna incidencia sobre el mercado. Son los siguientes:

- Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de energía Eléctrica.

- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997 por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Circular 1/1998 de 17 de febrero de la CNSE, mediante la que se comunican las cuentas abiertas en régimen de depósito por la CNSE a los efectos de la recaudación e ingresos de las cuotas con destinos específicos establecidos en el artículo 5 del Real Decreto 2017/97, de 27 de noviembre, y de la retribución fija establecida en el artículo 9 del citado Real Decreto.

- Circular 3/1998 de 30 de julio de la CNSE, sobre obtención de información para el ejercicio de la función de liquidación de las actividades y costes regulados por el sistema eléctrico.

- Circular 4/1998, de 10 de noviembre, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico-financiera.

- Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

- Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.

- Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

- Circular 2/1999, de 16 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de la Compañía Operadora del Mercado español de Electricidad, Sociedad Anónima (BOE 24/3/99).

- Orden de 12 de abril de 1999 por la que se dictan las instrucciones técnicas complementarias al Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.

- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.

- Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2001 (BOE 30/12/2000).

- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto Ley 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, y determinados artículos de la ley 16/1989, de 17 de julio, de defensa de la competencia.

- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establece en tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

- Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se restablece la tarifa eléctrica para 2002.

## El sector de los hidrocarburos: la Ley 34/1998

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos tiene por objeto renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos.

Se pretende con ella conseguir una regulación en la que los poderes públicos salvaguarden los intereses generales, limitando su intervención directa en los mercados en caso de situaciones de emergencia. Esta regulación debe permitir, que la libre iniciativa empresarial amplíe su campo de actuación y la introducción en nuestro ordenamiento jurídico de realidades técnicas y mercantiles, carentes de un encaje legal adecuado.

La presente ley persigue proporcionar un tratamiento integrado a una industria verticalmente articulada. Esta integración debe facilitar un tratamiento equilibrado de las diferentes actividades reguladas en la Ley y permitir una sustancial homogeneidad en la forma de abordar problemas similares.

El refino de petróleo y el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos se regulan con mayor liberalización, suprimiendo las autorizaciones existentes para el ejercicio de la actividad por la mera autorización de instalaciones afectas a una actividad que por la naturaleza de los productos manejados requiere especial atención. Como excepción, se mantiene la autorización de actividad para los operadores al por mayor que, en el mercado de hidrocarburos líquidos, son responsables del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad, garantía básica del sistema.

El suministro de gases derivados del petróleo, también tiene impulso liberalizador, suprimiéndose requisitos para el ejercicio de la actividad, tales como la distribución a domicilio.

Se pretende que la homogeneidad de esta norma se mantenga en el enfoque básico dado al sistema de gas natural, en relación con el sistema eléctrico. El propietario de la red se configura como un monopolista del suministro. La separación entre la propiedad de la infraestructura de transporte, el servicio que presta y la progresividad en este proceso de separación son las dos herramientas que esta ley utiliza para transformar el panorama de la industria del gas natural. La presente ley también recoge otras posibilidades de suministros a partir de combustibles gaseosos distintos al gas natural, como los gases licuados del petróleo por canalización.

## Disposiciones que tienen relación con el mercado de hidrocarburos

- Reglamento General del Servicio Público de Gases Combustibles. Aprobado por Decreto 2913/1973 de 26 de Octubre (BOE 21/11/73 modificado por BOE 20/2/84).

- Reglamento de Redes y Acometidas de Combustibles. Aprobado por Orden Ministerial de

*«La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos tiene por objeto renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos.»*

Industria de 18 de noviembre de 1974, modificada por las Ordenes de 26 de octubre de 1983, de 6 de julio de 1984, de 9 de marzo de 1994 y de 11 de junio, con sus instrucciones técnicas complementarias.

- Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 21 de Junio de 1974.

- Instrucción sobre documentación y puesta en servicio de las instalaciones receptoras de gases combustibles. Orden de 17 de diciembre de 1985 (BOE 9/1/86)

- Instrucción sobre instaladores autorizados de gas y empresas instaladoras. Orden de 17 de diciembre de 1985 (BOE 9/1/86)

- Reglamento de Aparatos que utilizan combustibles gaseosos. Aprobado por el Real Decreto 494/1988 de 20 de mayo (BOE 25/5/88).

- Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de la Actividad de Distribución de Gases Licuados del Petróleo.

- Real Decreto 1428/1992 de 27 de noviembre por el que se adopta la Directiva del Consejo de 29 de junio de 1990, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre los aparatos de gas (90/396/CEE).

- Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales

- Directiva 93/68/CEE del consejo de 22 de julio de 1993, por la que se modifican, entre otras las Directivas siguientes: 89/392/CEE – Máquinas, 90/396/CEE – Aparatos de gas, 92/42/CEE – Calderas nuevas de agua caliente alimentadas con combustibles líquidos o gaseosos.

- Reglamento de Instalaciones de Gas en locales destinados a usos domésticos, colectivos o comerciales. Aprobado por Real Decreto 1853/1993 de 22 de octubre (BOE 24/11/93) con sus instrucciones técnicas complementarias.

- Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre, por el que se prueba el estatuto Regulador de las Actividades de Distribución al por Mayor y de Distribución al por menor mediante Suministros Directos e Instalaciones Fijas, de carburantes y combustibles Petrolíferos.

- Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de los Impuestos Especiales.

- Ley 43/1995, de 27 de diciembre, de Impuesto de Sociedades (artículos 26.7, 116, 117, 118, 117, 120).

- Real Decreto 1914/1997 de 19 de diciembre por el que se establecen las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural, así como los peajes y cánones.

- Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo 98/30/CE de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural (DOCE, 21 de julio de 1998).

- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. Aprobado por Real Decreto 1751/1998 de

31 de julio (BOE 5/8/98) con sus instrucciones técnicas complementarias.

- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, que ordena las actividades de exploración, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

- Ley 50/1998, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

- Real Decreto-Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización.

- Orden de 10 de mayo de 1999 por la que se aprueban las nuevas tarifas y precios de suministro de gas natural y gases manufacturados por canalización, para usos domésticos y comerciales, y alquiler de contadores.

- Orden de 30 de septiembre de 1999 por la que se actualizan los parámetros del sistema de precios máximos de suministros de gas natural para usos industriales.

- Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos.

- Orden de 9 de marzo de 2000 sobre peajes y cánones de acceso de terceros a las instalaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural.

- Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y servicios (Título I, Capítulo II y artículo 34).

- Orden de 28 de julio de 2000 sobre peajes y cánones de acceso de terceros a las instalaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural.

- Real Decreto-Ley 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

- Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social: Artículos 19 y 76 y Disposición adicional 21ª

P L **E** A N



# La situación energética andaluza

# 2.- La situación energética andaluza

## 2.1.- Infraestructura energética

En este capítulo se describe la infraestructura energética existente en Andalucía. Para ello, se hará referencia, en primer lugar, a las instalaciones de aprovechamiento energético existentes, entendiendo como tales aquellos dispositivos que permiten la transformación de energía primaria en energía final y útil.

En segundo lugar, se efectúa una descripción de las instalaciones de transporte y distribución de energía existentes en la región.

### 2.1.1.- Instalaciones de Aprovechamiento Energético

#### Refinerías de petróleo

En Andalucía existen dos refinerías de petróleo, ambas pertenecientes al Grupo CEPSA, situadas en San Roque (Cádiz) y Palos de la Frontera (Huelva), denominadas «Gibraltar» y «La Rábida» respectivamente.

La refinería «Gibraltar», tiene en la actualidad una capacidad operativa de destilación de 10,5 millones de toneladas de crudo al año, mientras que la refinería «La Rábida» dispone de una capacidad de refino de 5 millones de toneladas de crudo al año.

En la tabla siguiente aparecen las características de las refinerías antes mencionadas:

| **Refinería «Gibraltar»** | **Refinería «La Rábida»** |
|---|---|
| Reforming | Reforming |
| Conversión FCC | Conversión FCC |
| Visbreaking | Visbreaking |
| Alquilación | Hidrodesulfuración |
| Isomerización | Asfaltos |
| Hidrodesulfuración | Petroquímica |
| MTBE | Lubricantes |
| Complejo Petroquímico | Cogeneración |
| Lubricantes | |
| Cogeneración | |

*«En Andalucía existen dos refinerías de petróleo, ambas pertenecientes al Grupo CEPSA, situadas en San Roque (Cádiz) y Palos de la Frontera (Huelva), denominadas «Gibraltar» y «La Rábida» respectivamente.»*

#### Generación eléctrica

La potencia eléctrica total instalada en la Comunidad Autónoma Andaluza asciende a 5201,3 MW, de acuerdo con el siguiente desglose:

| **Potencia eléctrica instalada operativa a 1/01/2000** | **MW** |
|---|---|
| • Hidráulica (régimen ordinario sin bombeo) | 474,7 |
| • Bombeo | 570,0 |
| • Centrales de carbón nacional | 324,8 |
| • Centrales de carbón importado | 1.712,0 |
| • Centrales bicombustible | 1.133,0 |
| • Ciclos combinados | 0,0 |
| **Total régimen ordinario** | **4.214,5** |
| • Cogeneración (sin biomasa) | 695,8 |
| • Hidráulica (régimen especial) | 77,8 |
| • Eólica | 146,2 |
| • Termosolar | 0,0 |
| • Solar fotovoltaica | 3,6 |
| • Biomasa | 51,3 |
| • Térmicas (otros residuos): | 12,1 |
| **Total régimen especial** | **986,8** |
| **Potencia total instalada** | **5.201,3** |

Fuente: Elaboración propia

*«La potencia eléctrica total instalada en la Comunidad Autónoma Andaluza asciende a 5201,3 MW»*

*«Andalucía cuenta con tres centrales de generación eléctrica que consumen carbón. Dos alimentan sus calderas con carbón de importación, mientras que la tercera utiliza carbón nacional, en su mayor parte procedente de las excavaciones de la Cuenca del Guadiato en la provincia de Córdoba.»*

## Régimen ordinario

- Centrales hidráulicas (excluido el bombeo).

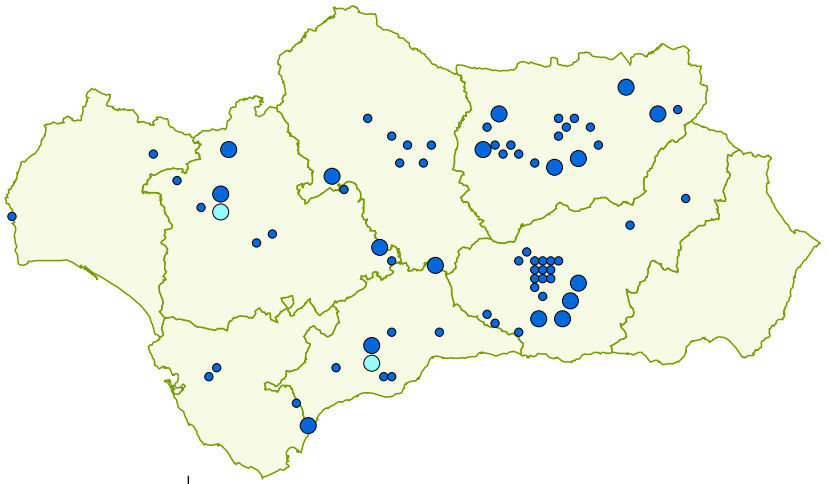
  Las centrales hidráulicas pertenecientes al régimen ordinario (excluido bombeo) totalizan una potencia instalada de 474,7 MW, un 42,3% del total de la potencia hidroeléctrica instalada en Andalucía.

- Centrales hidráulicas de bombeo.

  Andalucía cuenta con 570 MW instalados en dos centrales hidráulicas de bombeo, una en la provincia de Málaga, Tajo de la Encantada (360 MW), y otra en la provincia de Sevilla, Guillena (210 MW). Esta potencia representa el 50,8% del total de la potencia hidroeléctrica instalada en Andalucía.

  A continuación se muestra una relación de las centrales hidroeléctricas instaladas en Andalucía (incluidas las pertenecientes al régimen especial) a finales del año 2000.

**Potencia eléctrica instalada en centrales hidroeléctricas en Andalucía en el año 2000**




Fuente: elaboración propia

Por provincias, y sin contar las centrales de bombeo, destaca Jaén, con el 34,4% del total. A continuación, se sitúan las provincias de Málaga y Granada, con el 22,8% y el 16,6% respectivamente.

- Centrales Térmicas de Carbón.

  Andalucía cuenta con tres centrales de generación eléctrica que consumen carbón. Dos de estas centrales, Los Barrios y Litoral, alimentan sus calderas con carbón de importación, siendo su procedencia principal Sudáfrica y Colombia, mientras que la central de Puente Nuevo utiliza carbón nacional, en su mayor parte procedente de las excavaciones de la Cuenca del Guadiato en la provincia de Córdoba.

  En la siguiente tabla se muestra la ubicación y potencia de las centrales mencionadas.

| Central | Provincia | Número Grupos | Potencia Instalada (MWe) |
|---|---|---|---|
| Los Barrios | Cádiz | 1 | 568,0 |
| Puente Nuevo | Córdoba | 1 | 324,8 |
| Litoral | Almería | 2 | 1.144,0 |
| Total | | 4 | 2.036,8 |

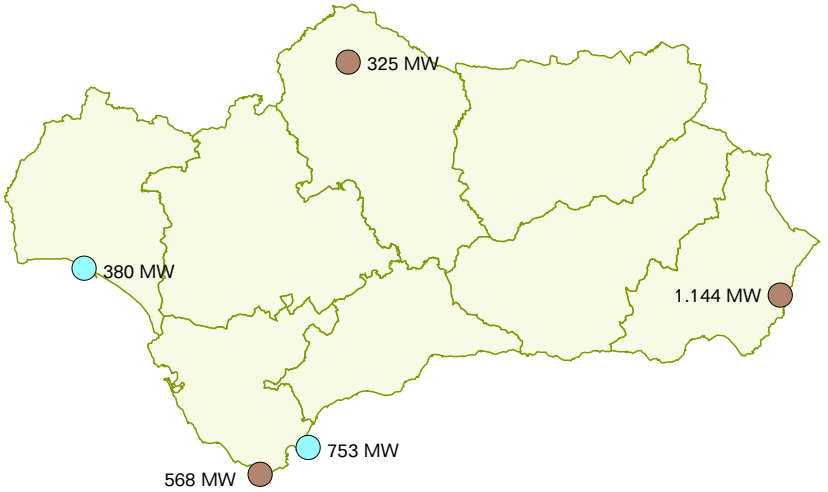
- Centrales Térmicas Bicombustible.

  En la actualidad, Andalucía cuenta con dos centrales térmicas bicombustible (fuel y gas). Se trata de la central térmica «Cristóbal Colón» en Huelva y de la central térmica «Bahía de Algeciras» ubicada en San Roque (Cádiz).

En la siguiente tabla se muestra la ubicación y potencia de las centrales mencionadas.

| Central | Provincia | Número Grupos | Potencia Instalada (MWe) |
|---|---|---|---|
| Cristóbal Colón | Huelva | 3 | 380 |
| Bahía de Algeciras | Cádiz | 1 | 753 |
| Total | | 4 | 1.133 |

En el mapa adjunto se muestra la ubicación de las centrales térmicas convencionales instaladas en Andalucía.




**Potencia eléctrica instalada en centrales térmicas convencionales en Andalucía en el año 2000**

Centrales biocombustible: 1.133MW
Centrales de carbón: 2.037 MW

POTENCIA TOTAL: 3.170 MW

Fuente: elaboración propia

## Régimen especial

- Centrales de cogeneración (sin biomasa).

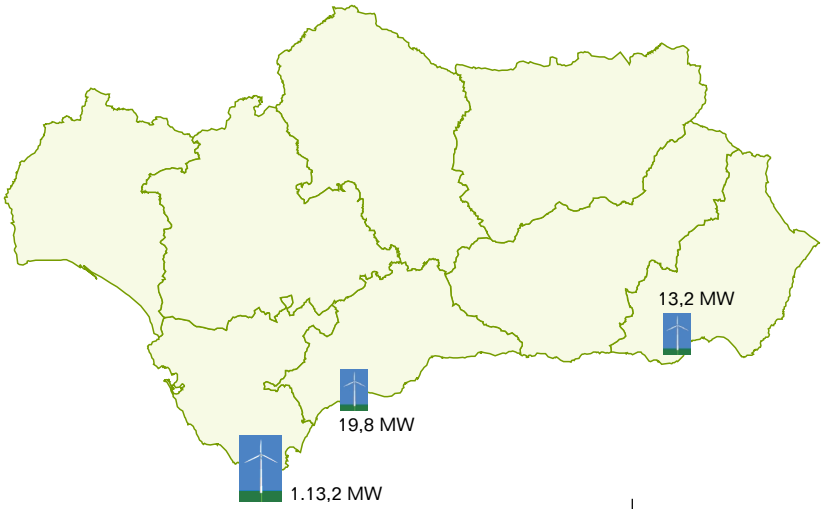
  Dentro de las centrales térmicas acogidas al régimen especial en Andalucía a finales del año 2000, las plantas de cogeneración (exceptuando aquellas que utilizan biomasa como combustible) aglutinan el 91,7% de la potencia instalada, alcanzando un total de 695,8 MW.

- Centrales hidráulicas acogidas al régimen especial.

  Como se ha mostrado en el mapa de centrales hidroeléctricas, en las instalaciones acogidas al régimen especial la potencia asciende a 77,8 MW (6,9% del total).

- Parques Eólicos.

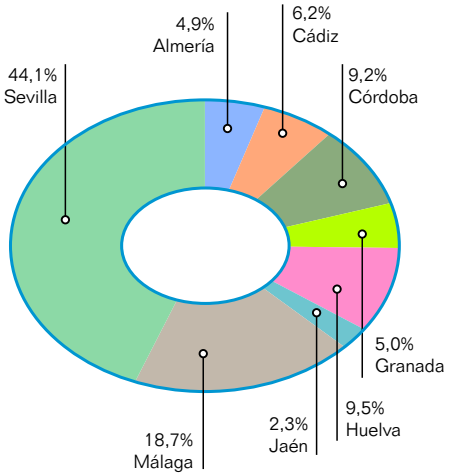
  A finales del año 2000, la potencia eléctrica instalada en Andalucía en energía eólica conectada a red ascendía a 146,2 MW. De esta potencia, 113,2 MW se encuentran situados en el término munici-



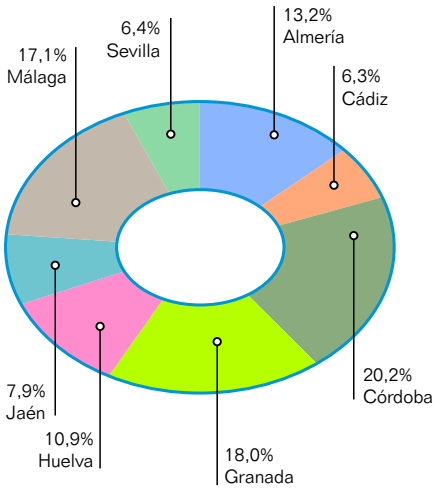

**Potencia eléctrica instalada en parques eólicos en Andalucía en el año 2000**

POTENCIA TOTAL: 146,2 MW

Fuente: elaboración propia




Superficie instalada: 130.552 m²
Fuente: Elaboración propia




Potencia total instalada: 3.618 kWp
Producción eléctrica: 6.512 MWh

Fuente: Elaboración propia

pal de Tarifa (Cádiz), mientras que los 33 MW restantes se reparten entre los 13,2 MW ubicados en el término municipal de Énix (Almería) y los 19,8 MW de Casares (Málaga).

- Instalaciones solares.

Andalucía cuenta con la mayor superficie instalada de paneles solares térmicos de España.

A finales del año 2000, la superficie de colectores a baja temperatura en Andalucía era de 130.552 m². Por provincias destacan Sevilla y Málaga, con el 44,1% y el 18,7% de los m² instalados respectivamente.

Por tipo de usuario, el sector doméstico aglutina el 64% de la superficie total, mientras que el 17% de dicha superficie proviene del sector terciario (hoteles sobre todo).

El 19% restante corresponde a otros sectores, mayormente a instalaciones llevadas a cabo en el sector industrial.



Energía solar térmica a baja temperatura (31/12/2000)

En energía solar fotovoltaica, la potencia eléctrica instalada asciende a 3.618 kWp, que generaron 6.512 MWh. Las instalaciones aisladas suponen el 93,2% de esta cantidad (3.372,3 kWp), correspondiendo el 6,8% (245,7 kWp) restante a instalaciones conectadas a red.



Energía solar fotovoltaica (31/12/2000)

- Centrales de biomasa.

La generación eléctrica con biomasa, residuos sólidos urbanos (RSU) y biogás cuenta con una potencia total instalada de 51,3 MW. A la biomasa corresponden 47,8 MW de los que 27,9 MW pertenecen a plantas de cogeneración, y los 19,9 MW restantes a centrales de generación eléctrica.

Las plantas de producción eléctrica con RSU y biogás cuentan con potencias de 2 y 1,5 MW respectivamente.

- Otras térmicas acogidas al régimen especial.

Por último, y situadas en sendos pozos de gas, existen tres plantas de producción de electricidad con este combustible. En la siguiente tabla se detalla la ubicación y potencia de estas instalaciones.

| Central | Provincia | Combustible | Potencia Instalada (MW) |
|---|---|---|---|
| Las Barreras | Sevilla | Gas natural | 6,00 |
| Nuelgas | Sevilla | Gas natural | 3,03 |
| Nuelgas | Sevilla | Gas natural | 3,03 |
| Total | | | 12,06 |

En el mapa de la página siguiente se muestra la ubicación de las centrales térmicas acogidas al régimen especial en Andalucía.

## 2.1.2.- Instalaciones de Transporte y Distribución

### Transporte y distribución de energía eléctrica

En las siguientes tablas se muestran los valores paramétricos alcanzados por las instalaciones eléctricas en Andalucía a 31/12/2000 (No se encuentran registradas las instalaciones propiedad de RENFE para su uso interno).

**Líneas de alta tensión:**

| Tensión (kV) | Longitud (km) |
|---|---|
| 400 | 1.154 |
| 220 | 2.564 |
| 132 | 2.583 |
| 66-50 | 5.486 |

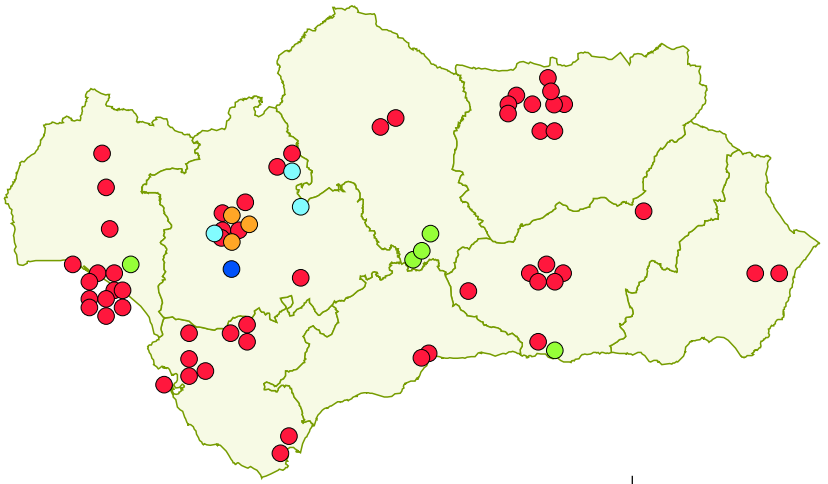
**Subestaciones:**

| Tensión (kV) | Potencia (kVA |
|---|---|
| 400/220 | 5.520.000 |
| 400/132 | 180.000 |
| 220/132 | 2.200.000 |
| 220/66-50 | 3.160.000 |
| 220/20 | 80.000 |
| 132/66-50 | 2.660.000 |
| 132/M.T. | 1.301.000 |
| 66/50 | 605.000 |
| 66-50/M.T. | 6.928.500 |
| Otras tensiones | 161.500 |

**Instalaciones <36 kV:**

| | |
|---|---|
| Líneas aéreas de media tensión (km. de circuito) | 33.255 |
| Líneas subterráneas de media tensión (km.) | 7.440 |
| Líneas aéreas de baja tensión (km.) | 48.740 |
| Líneas subterráneas de baja tensión (km.) | 12.277 |
| Centros de transformación (Nº) | 52.113 |
| Potencia de los centros de transformación (kVA) | 13.462.089 |

Fuente: Sevillana-Endesa y Red Eléctrica de España.

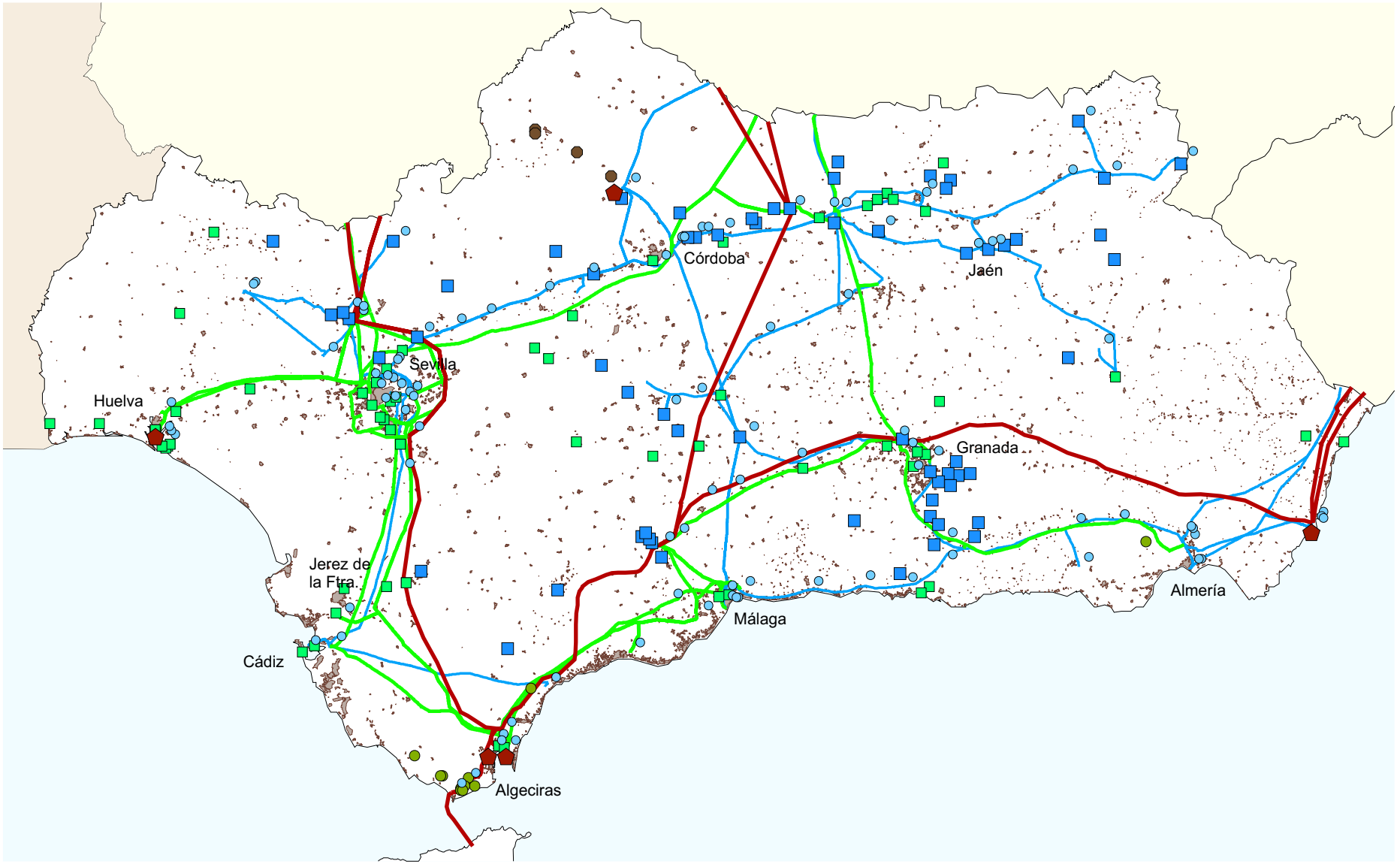


**Potencia eléctrica instalada en centrales térmicas acogidas al régimen especial en Andalucía en el año 2000**

- Plantas de cogeneración (sin biomasa): 695,8 MW
- Plantas de cogeneración y generación con biomasa: 47,8 MW
- Plantas de generación con biogás: 1,5 MW
- Plantas de generación con RSU: 2 MW
- Plantas de generación con gas en régimen especial: 12,06 MW

POTENCIA TOTAL INSTALADA: 759.1 MW

Fuente: elaboración propia




**Red de transporte de energía eléctrica en Andalucía**

Tensión
- 400 kV
- 220 kV
- 132 kV

- Central térmica
- Central hidroeléctrica
- Centrales térmicas acogidas al régimen especial
- Subestación eléctrica
- Extracción de carbón
- Parque eólico

## Calidad en el suministro de la energía eléctrica

El parámetro que se ha venido utilizando hasta la entrada en vigor del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, para medir la calidad del servicio en el sistema eléctrico ha sido el TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada). En el citado Real Decreto 1955/2000, además de este parámetro, se utiliza el NIEPI (Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada).

El TIEPI se puede dividir en TIEPI Imprevisto y TIEPI Programado, definiéndose la interrupción programada, como aquella necesaria para permitir la ejecución de trabajos programados en la red.

En los últimos seis años el TIEPI tanto Imprevisto como Programado, se ha venido descomponiendo en función de las características de las zonas de población; distinguiéndose zonas urbanas (U), semiurbanas (S) y rurales (R). El Real Decreto 1955/2000, desglosa a su vez la zona rural concentrada y dispersa.

Los datos que se van a comentar definen como:

- Zona urbana, aquella cuyos términos municipales tienen una población superior a 50.000 habitantes.
- Zona semiurbana, aquella cuyos términos municipales tienen una población inferior a 50.000 y superior a 5.000 habitantes.
- Zona rural, aquella cuyos términos municipales tienen una población inferior a 5.000 habitantes.

El Real Decreto 1955/2000, efectúa una clasificación zonal más restrictiva, estableciendo:

- Zona urbana, aquella cuyos términos municipales tienen más de 20.000 suministros.
- Zona semiurbana, aquella cuyos términos municipales tienen entre 20.000 y 2.000 suministros.
- Zona rural concentrada, aquella cuyos términos municipales tienen entre 2.000 y 200 suministros.
- Zona rural dispersa, aquella cuyos términos municipales tienen menos de 200 suministros.

Por lo tanto, el del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, sustituye el término de población por el de suministro de energía eléctrica.

En la tabla adjunta se muestra la evolución del TIEPI en la Comunidad Autónoma de Andalucía y en España:

**TIEPI por Comunidades Autónomas. Período 1995-2000**

| | TIEPI 1995 | | | TIEPI 1996 | | | TIEPI 1997 | | | TIEPI 1998 | | | TIEPI 1999 | | | TIEPI 2000 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Comunidad Autónoma | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total |
| Andalucía | 2,86 | 1,04 | 3,90 | 3,29 | 0,96 | 4,25 | 3,52 | 0,67 | 4,19 | 2,57 | 0,63 | 3,20 | 2,46 | 0,76 | 3,22 | 2,37 | 0,74 | 3,11 |
| Total Nacional | 2,69 | 0,89 | 3,58 | 2,66 | 0,70 | 3,36 | 2,79 | 0,54 | 3,33 | 2,11 | 0,53 | 2,64 | 2,61 | 0,52 | 3,13 | 2,42 | 0,62 | 3,04 |

Fuente: Ministerio de Economía

**TIEPI por provincias. Período 1995-2000**

| | TIEPI 1995 | | | TIEPI 1996 | | | TIEPI 1997 | | | TIEPI 1998 | | | TIEPI 1999 | | | TIEPI 2000 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Provincia | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total | Impre-visto | Progra-mado | Total |
| Almería | 2,52 | 1,46 | 3,98 | 3,06 | 1,88 | 4,94 | 3,55 | 0,46 | 4,01 | 3,47 | 0,53 | 4,00 | 3,20 | 0,95 | 4,15 | 2,60 | 1,60 | 4,20 |
| Cádiz | 3,25 | 0,23 | 3,48 | 3,66 | 0,18 | 3,84 | 3,27 | 0,11 | 3,38 | 2,85 | 0,30 | 3,15 | 1,94 | 0,17 | 2,11 | 2,28 | 0,42 | 2,70 |
| Córdoba | 3,18 | 1,44 | 4,62 | 3,56 | 1,35 | 4,91 | 4,94 | 0,93 | 5,87 | 2,98 | 0,96 | 3,94 | 2,15 | 1,05 | 3,20 | 2,42 | 1,25 | 3,68 |
| Granada | 2,20 | 1,05 | 3,25 | 4,99 | 1,16 | 6,15 | 4,61 | 0,86 | 5,47 | 2,66 | 0,73 | 3,39 | 2,90 | 0,84 | 3,74 | 2,09 | 0,72 | 2,81 |
| Huelva | 3,87 | 1,43 | 5,30 | 4,33 | 0,92 | 5,25 | 4,11 | 0,96 | 5,07 | 1,98 | 0,51 | 2,49 | 3,05 | 0,54 | 3,59 | 3,97 | 0,49 | 4,46 |
| Jaén | 2,61 | 1,78 | 4,39 | 4,29 | 1,53 | 5,82 | 3,49 | 1,10 | 4,59 | 2,41 | 1,53 | 3,94 | 2,80 | 1,35 | 4,15 | 1,70 | 1,35 | 3,05 |
| Málaga | 4,21 | 1,88 | 6,09 | 2,57 | 1,47 | 4,04 | 2,79 | 1,14 | 3,93 | 1,77 | 0,70 | 2,47 | 2,39 | 1,32 | 3,71 | 2,83 | 0,89 | 3,72 |
| Sevilla | 2,00 | 0,31 | 2,31 | 2,15 | 0,28 | 2,43 | 2,97 | 0,26 | 3,23 | 2,70 | 0,29 | 2,99 | 2,11 | 0,28 | 2,39 | 1,99 | 0,14 | 2,13 |
| Total | 23,84 | 9,58 | 33,42 | 28,61 | 8,77 | 37,38 | 29,73 | 5,82 | 35,55 | 20,82 | 5,55 | 26,37 | 20,54 | 6,5 | 27,04 | 19,88 | 6,86 | 26,75 |

Fuente: Ministerio de Economía

Como hechos más significativos, podemos reseñar los siguientes:

- El TIEPI nacional evoluciona decrecientemente, a excepción del extraordinario valor de 1998, lo que indica que la calidad global evoluciona favorablemente.

- En Andalucía se produce un incremento brusco en el año 1996 mejorando considerablemente a partir de 1998. La evolución posterior sigue una senda descendente, acercándose paulatinamente a la media nacional, aunque siempre por encima de ella.

El valor del TIEPI en las provincias de la Comunidad Autónoma de Andalucía en el período 1995-2000 puede observarse en la tabla adjunta.

Como hechos más significativos, podemos reseñar los siguientes:

- Durante todo el período, la mayor parte de las provincias andaluzas poseen valores de TIEPI superiores a la media nacional consecuencia derivada, entre otros motivos, por tener una población rural elevada, con dificultades para su suministro.

- Se observan casos aislados en los que los valores de TIEPI se disparan al alza en algunas provincias. Detrás de estos repuntes están condiciones climatológicas adversas como temporales, inundaciones, etc., que afectan notablemente a la calidad del servicio eléctrico.

- En términos generales, se aprecia una disminución paulatina con el tiempo de los valores de TIEPI, que se evidencia más claramente en aquellas provincias con valores históricos elevados.

## Transporte y distribución de gas natural

A finales del año 2000, la longitud de la red de transporte de gas natural en Andalucía era de 916,5 km., mientras que la red de distribución doméstico/comercial e industrial alcanzaba los 1.665,4 km.

A 31/12/2000, la infraestructura gasista en Andalucía comprende:

- Planta de recepción (atraque de buques metaneros), almacenamiento y regasificación de Huelva con una capacidad de almacenamiento de 160.000 $m^3$ y gasificación de 440.000 $Nm^3/h$, de los cuales 50.000 $Nm^3/h$ se emiten a la red de 16 bar y 390.000 $Nm^3/h$ a la red de 72 bar. En la actualidad se abastece de GNL procedente de Argelia, Libia, Australia, Qatar, Trinidad-Tobago y Nigeria.

  La instalación referida suministra gas natural como materia prima a Fertiberia, en Palos de la Frontera, así como a otras industrias de la zona industrial de Huelva, incluida la central térmica «Cristóbal Colón», y a los clientes domésticos y comerciales de la capital. Asimismo, se abastece a la ciudad de Sevilla.

- Planta de regasificación de Málaga con una capacidad de almacenamiento de 318 $m^3$ y gasificación de 2.500 $Nm^3/h$.

- Plantas de regasificación de Almería, Guadix y Rota con capacidad de almacenamiento de 64 $m^3$ y gasificación de 600 $Nm^3/h$ cada una.

- Planta de almacenamiento de Cádiz con una capacidad de 106 $m^3$.

- Gasoducto Huelva-Sevilla, al que se encuentra conectada la planta de regasificación de Huelva. Este

*«A finales del año 2000, la longitud de la red de transporte de gas natural en Andalucía era de 916,5 km., mientras que la red de distribución doméstico/comercial e industrial alcanzaba los 1.665,4 km.»*

*«El gasoducto Magreb-Europa tiene una capacidad nominal de transporte de 10.000 $Mm^3$/año. Por su potencial energético introduce un factor clave en la creciente diversificación de la estructura española de aprovisionamientos de gas natural.»*

gasoducto, de 20" de diámetro, discurre en dirección nordeste por las provincias de Huelva y Sevilla a lo largo de 88 km. y con una presión de 72 bar.

- Ramal de 8" y 6,5 km. que conecta el yacimiento de Marismas en el término municipal de Almonte con el gasoducto Huelva-Sevilla.

- Ramal de 6" y 5 km. en las proximidades de Aznalcázar, en dirección norte, que une el Yacimiento de Palancares con el gasoducto Huelva-Sevilla.

- Gasoducto Sevilla-Madrid de 26" que conecta en Dos Hermanas con el gasoducto Huelva-Sevilla. Atraviesa las provincias de Sevilla (63 km.) y Córdoba (144 km.).

- Estación de Compresión de Sevilla, que entronca los gasoductos Huelva-Sevilla y Sevilla-Madrid. Dispone de tres grupos turbocompresores con potencias unitarias de 4.340 CV.

- Yacimiento submarino de Poseidón en el Golfo de Cádiz.

- Yacimientos de Marismas y Palancares, en el Valle del Guadalquivir. Se encuentran en vías de agotamiento y serán reconvertidos en almacenamientos subterráneos en un futuro próximo.

- Yacimientos de Las Barreras y El Ruedo, en el Valle del Guadalquivir

- Gasoducto Magreb-Europa, cuyo primer tramo en suelo español conecta el Estrecho de Gibraltar con Córdoba, transportando el gas desde los yacimientos de Hassi R´Mel en Argelia. El gasoducto, desdoblado en dos tuberías, cruza el Estrecho de Gibraltar a 400 m de profundidad desde Tánger hasta Tarifa.

Este tramo, que se conoce por el Gasoducto Al Andalus, tiene una longitud de 47 km., se prolonga 275 (255 km. de 48" y 19 km. de 36") hasta Córdoba, donde se conecta con la Red Ibérica de Gasoductos.

Del tramo Tarifa-Córdoba partirán una serie de gasoductos y ramales que en la actualidad se encuentran en distintos grados de realización. Destacan el gasoducto Puente Genil-Málaga que conectará toda la zona de la Costa del Sol, y el gasoducto Málaga-Estepona prolongación del anterior.

El gasoducto Magreb-Europa tiene una capacidad nominal de transporte de 10.000 $Mm^3$/año. Por su potencial energético este gasoducto introduce un factor clave en la creciente diversificación de la estructura española de aprovisionamientos de gas natural.

- Gasoducto Córdoba-Campo Maior-Leiria, que conecta el gasoducto del Magreb con Portugal.

- Gasoducto al Campo de Gibraltar: Parte del gasoducto del Magreb atravesando la provincia de Cádiz de occidente a oriente y llega al Polígono Industrial de la Línea de la Concepción, al complejo petroquímico de Algeciras y a la Central Térmica de Algeciras. La longitud total es de 81 km. en diámetros de 16" a 4".

- Gasoducto de Jerez. Tiene su inicio en el gasoducto del Magreb, y llega hasta el casco urbano de Jerez de la Frontera.

- Gasoducto Córdoba-Jaén-Granada. Su origen se encuentra situado en la conexión de los gasoductos del Magreb y el Sevilla-Madrid, en la localidad de Villafranca de Córdoba. La longitud total del gasoducto de transporte de diámetro de 16" y 10" es de 154 km. Correspondiendo 29 km. a la provincia de Córdoba, 96 km. a la de Jaén y 29 km. a

la de Granada. De este gasoducto de transporte parten los tres ramales siguientes:

- Ramal Bailén-Linares, de 38 km.
- Ramal Mengíbar, de 6 km.
- Ramal a Jaén, de 18 km.

- Gasoducto Granada-Motril, de 68 km de longitud y 10" de diámetro, atiende los consumos industriales y de cogeneración de Motril

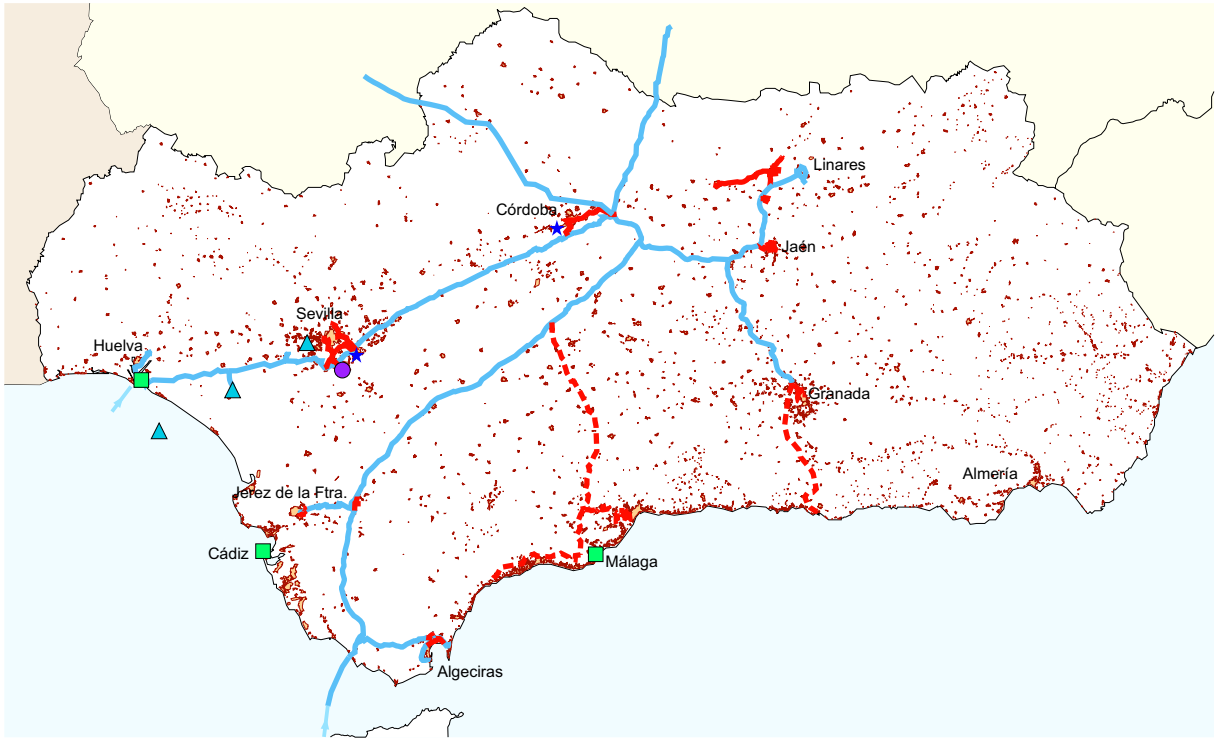
- La red de distribución de gas natural (doméstico-comercial e industrial) alcanzaba a finales del año 2000 la cifra de 1.665,4 km.

  La red de distribución industrial comprende instalaciones puestas en servicio o disponibles para efectuar suministros a empresas industriales con consumos superiores a 10 millones de termias/año, y afectan a los siguientes términos municipales:

| Provincia | Términos municipales afectados |
|---|---|
| Cádiz | Algeciras, Arcos de la Frontera, Cádiz, Jerez de la Frontera, La Línea, Los Barrios, San Roque y Tarifa |
| Córdoba | Cañete de las Torres, Montoro, Córdoba, Villafranca de Córdoba, Bujalance, Pedro Abad, Villa del Río, El Carpio, Baena y Valenzuela. |
| Granada | Granada, Armilla, Ojígares, Alhedín, Otura, Moclín, Colomera, Caparacena, Atarfe, Albolote, Peligros, Pulianas, Jun, Víznar y Maracena. |
| Huelva | Huelva y Palos de la Frontera. |
| Jaén | Jabalquinto, Menjíbar, Jaén, La Guardia de Jaén, Jamilena, Torre del Campo, Castillo de Locubín, Fuensanta de Martos, Andújar, Alcalá la Real, Guarromán, Bailén, Villanueva de la Reina, Torredonjimeno, Martos, Santiago de Calatrava, Villargordo y Linares. |
| Sevilla | Alcalá de Guadaira, Camas, Dos Hermanas, La Rinconada, Morón de la Frontera, Salteras, Santiponce, Sevilla y Valencina de la Concepción. |

Fuente: Dirección General de Industria Energía y Minas de la Junta de Andalucía

La red de distribución doméstico-comercial aglutina las acometidas realizadas a viviendas para usos domésticos, a los locales comerciales y establecimientos industriales con consumos inferiores a 10 millones de termias/año. En la siguiente tabla se muestra la distribución provincial de los municipios afectados.

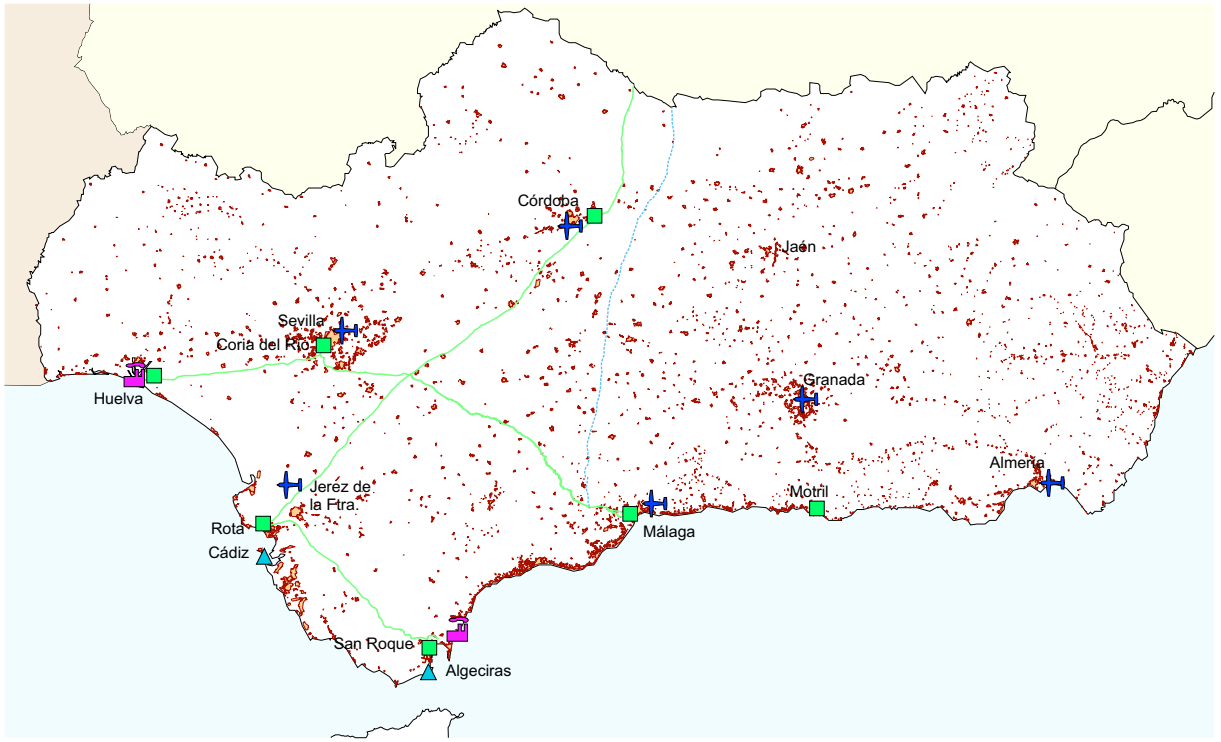



**Infraestructura gasista en Andalucía a 31/12/2000**

Alta presión de 4 a 16 bar
Alta presión mayor de 16 bar
Gasoducto en construcción
Estación de compresión
Entrada de gas al sistema
Centro de mantenimiento
Yacimiento
Planta de regasificación y/o almacenamiento

| Provincia | Términos municipales afectados |
|---|---|
| Almería | Almería. |
| Cádiz | Cádiz, Rota (Urb. Costaballena) y Jerez de la Ftra. |
| Córdoba | Puente Genil y Córdoba. |
| Granada | Granada, Huétor Vega, Armilla, Maracena, Guadix y Baza. |
| Huelva | Huelva. |
| Jaén | Jaén, Linares, Bailén, Andújar, Martos. |
| Málaga | Torremolinos, Benalmádena, Málaga y Fuengirola. |
| Sevilla | Alcalá de Guadaira, Dos Hermanas, Sevilla y Tomares. |

Fuente: Gas Andalucía S.A. y MEGASA.




**Infraestructura de productos petrolíferos**

Refinería
Instalación de suministro a buques
Oleoducto de productos en servicio
Instalación aeroportuaria
Oleoducto de crudo fuera de servicio
Instalación de almacenamiento

## Infraestructura de productos petrolíferos

La infraestructura logística cuenta con siete instalaciones de almacenamiento situadas en Huelva, Sevilla, Rota, San Roque, Málaga, Córdoba y Motril. En los puertos de Cádiz y Algeciras se encuentran sendas instalaciones de suministro a buques y en Sevilla, Córdoba, Jerez, Granada, Málaga y Almería otras tantas instalaciones aeroportuarias.

Los trazados de la red nacional de oleoductos que atraviesan la Comunidad Autónoma Andaluza son los denominados Rota-Zaragoza y Huelva-Sevilla-Málaga

El oleoducto Rota-Zaragoza está formado en Andalucía por dos tramos distintos. El primero de ellos, el denominado Rota-Loeches-La Muela, atraviesa a su paso por Andalucía las provincias de Cádiz, Sevilla y Córdoba, con una longitud aproximada dentro de nuestra Comunidad Autónoma de 320 km. El segundo tramo, denominado Algeciras-Rota, transcurre por la provincia de Cádiz con una longitud de 108 km.

El oleoducto Huelva-Sevilla-Málaga consta de los siguientes tramos:

| Tramo | Longitud (km.) | Diámetro (pulgadas) |
|---|---|---|
| Huelva-Coria-Sevilla | 90 | 10 |
| Arahal-Coria | 44 | 12 |
| Arahal-Morón (Base aérea) | 2x7 | 8 |
| Arahal-Málaga | 133 | 10 |

En la siguiente tabla se muestran las instalaciones de suministro a vehículos, de combustibles y carburantes, en establecimientos de venta al público en Andalucía en el año 2000.

| Provincia | Número |
|---|---|
| Almería | 140 |
| Cádiz | 177 |
| Córdoba | 164 |
| Granada | 189 |
| Huelva | 104 |
| Jaén | 182 |
| Málaga | 195 |
| Sevilla | 329 |
| Total | 1.480 |

Las instalaciones para el suministro a barcos en puertos deportivos o de recreo eran:

| Provincia | Número |
|---|---|
| Almería | 5 |
| Cádiz | 12 |
| Granada | 2 |
| Málaga | 5 |
| Total | 24 |

## 2.2.- Consumo energético de Andalucía

### 2.2.1.- Demanda de energía primaria

El consumo de energía primaria en Andalucía durante el año 2000 fue de 15.425,2 ktep.

Demanda de energía primaria en Andalucía en el año 2000



Por fuentes de energía, destaca el consumo de petróleo, con 8.618,7 ktep, un 55,9% del total de la energía primaria demandada, fundamentalmente correspondiente a usos finales, ya que su peso en la estructura de generación eléctrica es poco significativo. En la siguiente tabla aparece desglosada la demanda por tipo de productos:

| | |
|---|---|
| Gasolinas | 1.396,4 |
| Gasóleos | 3.416,5 |
| Querosenos | 317,5 |
| Fuelóleos | 468,6 |
| Pérdidas en refino | 72,8 |
| GLP | 532,4 |
| Autoconsumos de refinería | 1.090 |
| Otros (*) | 1.324,5 |
| Total | 8.618,7 |

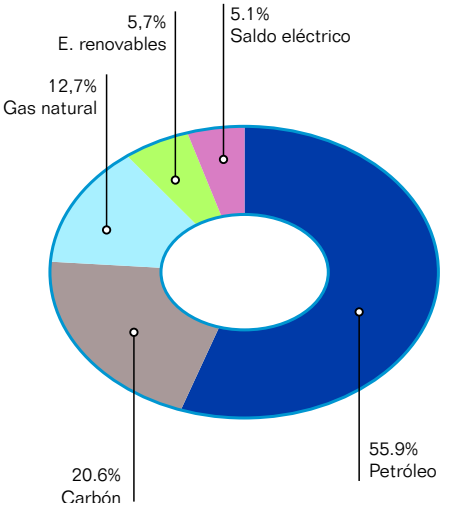
(*) Incluye bases y aceites lubricantes, asfaltos, coque y otros

La demanda de carbón ascendió a 3.183,0 ktep, lo que representa el 20,6% del total. De esta demanda, el 97,8% fue consumido por las centrales térmicas de carbón ubicadas en nuestra Comunidad Autónoma. El 2,2% restante correspondió a los consumos en cementeras y otros usos que cada año van teniendo un menor peso por la sustitución con otros combustibles.

El aporte del gas natural a la estructura de consumo de energía primaria fue de 1.961,8 ktep, lo que supone un 12,7% del total. El consumo industrial de este combustible fue de 1.672,8 ktep (85,3%), de los cuales 1.297,9 ktep tuvieron fines energéticos, utilizándose el resto como materia prima en la síntesis de amoniaco. El consumo doméstico- comercial ascendió a 75,5 ktep y el de las centrales térmicas a 194,4 ktep. El resto correspondió al consumo en pequeños yacimientos con concesión en régimen especial para la generación eléctrica.

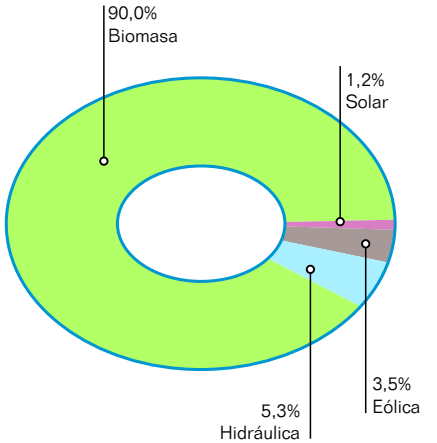
Aporte de las energías renovables a la estructura de consumo de energía primaria en Andalucía





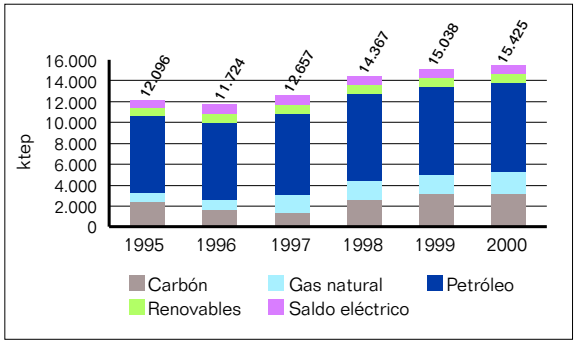

TOTAL: 15.425,2 ktep

Fuente: Elaboración propia.




TOTAL: 876,3 ktep

Metodología: EUROSTAT
Fuentes: IDAE (biomasa), Red Eléctrica de España (eólica e hidráulica) y elaboración propia (solar).




Metodología: EUROSTAT

A pesar del aumento de la producción bruta de energía eléctrica en Andalucía, el saldo eléctrico ha sido importador, suponiendo un consumo de energía primaria de 785,4 ktep, un 5,1% del total.

Por último, indicar que las energías renovables alcanzaron durante el año 2000 los 876,3 ktep, un 5,7% del total de la demanda de energía primaria de la región. La biomasa aportó el 90,0% de esta cantidad con 788,7 ktep, seguida por la generación hidroeléctrica con el 5,3% (46,7 ktep). El 4,7% restante corresponde a las energías solar y eólica.

La evolución del consumo de energía primaria en el período comprendido entre los años 1995 a 2000 es el que se indica a continuación.

Evolución del consumo de energía primaria 1995-2000

El incremento del consumo de energía primaria desde 1995, con las correcciones metodológicas pertinentes, ascendió a 3.329 ktep. Esto ha supone un crecimiento global del 27,5%, correspondiente a un incremento medio anual del 5,5%.

En este período se produjo un incremento muy importante en el consumo de gas natural (un 127,5%), debido fundamentalmente al aumento del consumo del sector industrial y a la generación eléctrica (tanto en centrales termoeléctricas convencionales como en cogeneración) con este combustible. Las aportaciones de las energías renovables y del petróleo se han visto incrementadas en este período en un 0,6% y un 17,9% respectivamente. Las importaciones crecieron en un 23,7% respecto al año 1995.

## 2.2.2.- Demanda de energía final

El consumo de energía final en Andalucía en el año 2000 ascendió a 11.569,3 ktep.

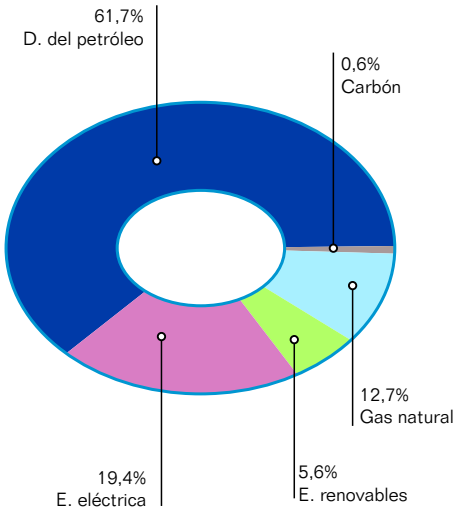
Demanda de energía final en Andalucía en el año 2000

La demanda final de productos petrolíferos alcanzó los 7.136,2 ktep, lo que representa el 61,7% del total de la energía final demandada. En esta cantidad se incluyen aquellos derivados del petróleo consumidos con fines no energéticos.

En orden de magnitud, le sigue el consumo de energía eléctrica, que el año 2000 fue de 2.244,5 ktep, el 19,4% del total. La distribución eléctrica a abonados supuso el 96,8% de esta cifra, correspondiendo el resto a los autoconsumos de las centrales pertenecientes al régimen especial.

El consumo final de carbón es cada vez menor, concentrándose fundamentalmente en las fábricas de cemento existentes en la Comunidad Autónoma Andaluza, si bien, en los últimos años se está produciendo en dichas industrias la sustitución del carbón por otros combustibles, principalmente coque de petróleo. Igualmente, y por el mismo motivo, continúa descendiendo la demanda de carbón en el sector doméstico. El consumo final ascendió a 71,4 ktep, un 0,6% del total.

Durante el año 2000 el consumo final de gas natural se situó en 1.468,3 ktep, lo que representa un 12,7% de la energía final demandada. Se incluye en esta cantidad aquellas partidas destinadas a usos finales no energéticos (materia prima para la síntesis de amoniaco).




Total: 11.569,3 ktep

Metodología: EUROSTAT
Fuente: Elaboración propia.

El porcentaje correspondiente a las energías renovables en el total de energía final consumida durante el año 2000 fue del 5,6%, alcanzando la cifra de 648,9 ktep. La mayor parte de este consumo tiene su origen en la biomasa como uso final térmico, que aportó 638,7 ktep, proviniendo el resto de la energía solar térmica.

El transporte es el sector con mayor demanda energética, con el 38,0% (4.401,3 ktep) del total de la energía final consumida en Andalucía, seguido muy de cerca por la industria, que aglutina el 36,5% del total con 4.225,6 ktep.

A una distancia considerable se encuentran el resto de sectores, encabezados por el residencial, con una demanda de 1.467,7 ktep (12,8%). Cierran la clasificación sectorial los servicios y agricultura y pesca, con cuotas respectivas de consumo del 6,5% (747,1 ktep) y 6,2% (712,2 ktep).

Demanda de energía final por sectores año 2000

## 2.2.3.- Autoabastecimiento energético

La cantidad de energía primaria generada en Andalucía ascendió en el año 2000 a 1.920,4 ktep. De esta cantidad, 1.517,1 ktep fue consumida dentro de la Comunidad Autónoma Andaluza.

Por fuentes de energía, la mayor aportación a la estructura de consumo de energía primaria andaluza provino de las energías renovables, especialmente de la biomasa, con 876,3 ktep. Le siguió el carbón procedente de las excavaciones de la Cuenca del Guadiato en la provincia de Córdoba, que aportaron 475,9 ktep. El resto (164,9 ktep) provino de los yacimientos de gas natural situados en las provincias de Huelva y Sevilla, así como de las exploraciones existentes en el Golfo de Cádiz.

Teniendo en cuenta el consumo total de energía primaria durante el año 2000, el grado de autoabastecimiento en la Comunidad Autónoma Andaluza alcanzó el 9,8%.

Energía autoconsumida en Andalucía en el año 2000

## 2.2.4.- Sistema eléctrico: cobertura de la demanda y autoproducción

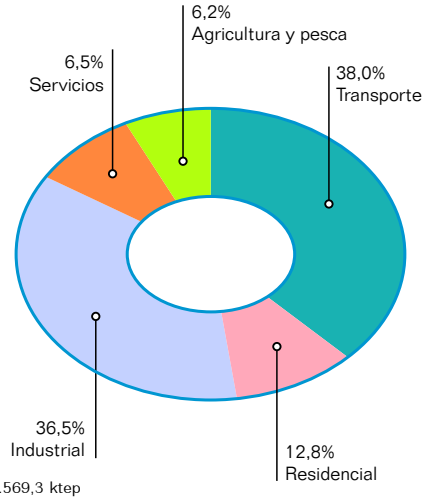
La demanda de energía eléctrica en barras de alternador del sistema andaluz durante el año 2000 ascendió a 30.149 GWh.

La cobertura de esta demanda se ha realizado con producción procedente de las centrales pertenecientes al régimen ordinario, que han aportado el 55,7% (16.789 GWh), con energía adquirida al régimen especial de generación, que ha contribuido con el 14,0 % (4.228 GWh) y con el saldo importador de energía, que ha cubierto el 30,3% restante.

La producción neta de las centrales del régimen ordinario en el año 2000, una vez descontados de la producción en barras de alternador los consumos propios y los consumos en bombeo, se ha elevado a 15.437 GWh.

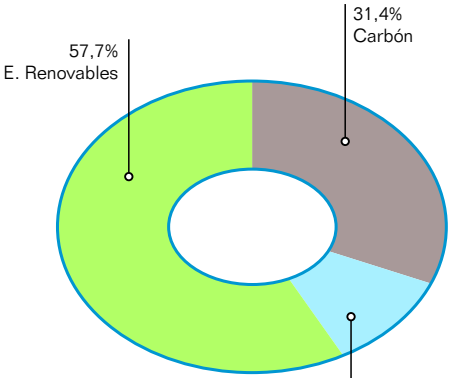
La generación hidroeléctrica perteneciente al régimen ordinario fue de 475,5 GWh y la generación con bombeo de ciclo cerrado fue de 459,5 GWh. Los consumos en este tipo de centrales ascendieron a 663 GWh.

Las centrales de carbón han producido 14.195 GWh, predominando el uso del carbón de importación con




Total: 11.569,3 ktep
Fuente: Elaboración propia.

*«Teniendo en cuenta el consumo total de energía primaria durante el año 2000, el grado de autoabastecimiento en la Comunidad Autónoma Andaluza alcanzó el 9,8%.»*




TOTAL: 1.517,1 ktep
Fuente: Elaboración propia.

*«El cociente entre la producción bruta en Andalucía y la demanda bruta de energía eléctrica revela la tasa de autoproducción eléctrica, que en el año 2000 se situó en el 69,7%.»*

el que se generó el 85,2% de esta cantidad. El carbón nacional, procedente de los yacimientos de la cuenca del Guadiato, se utilizó para producir el 14,8% restante.

En el año 2000, los grupos de fuel y mixtos produjeron 1.659 GWh, de los que 774 GWh se generaron con fuelóleo y 885 GWh con gas natural.

La energía bruta producida por el régimen especial ascendió a 4.228 GWh, de los que 3.385 GWh fueron puestos en la red y 843 GWh autoconsumidos.

La energía vertida a red procedente de fuentes no renovables fue de 2.765 GWh, en su mayor parte excedentes de la cogeneración. Las energías renovables (excluida la gran hidráulica) vertieron 620 GWh.

La energía eléctrica bruta producida con fuentes renovables (incluida la gran hidráulica y la solar fotovoltaica aislada) fue de 1.102 GWh, un 5,2% de la producción bruta andaluza.

El cociente entre la producción bruta en Andalucía y la demanda bruta de energía eléctrica revela la tasa de autoproducción eléctrica, que en el año 2000 se situó en el 69,7%.

En la siguiente tabla se muestra el balance eléctrico andaluz en el año 2000.

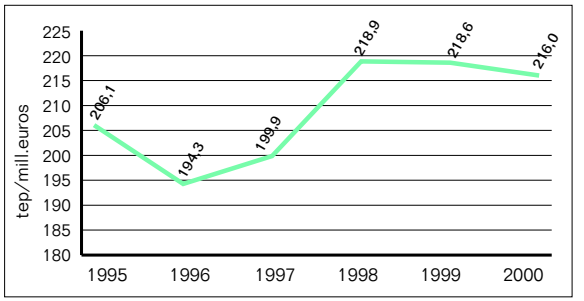
| | |
|---|---|
| PRODUCCIÓN BRUTA DEL RÉGIMEN ORDINARIO (GWh) | 16.789 |
| Hidráulica | 475,5 |
| Bombeo | 459,5 |
| Centrales de carbón nacional | 2.102,0 |
| Centrales de carbón importado | 12.093,0 |
| Centrales bicombustible fuelóleo | 774,0 |
| Centrales bicombustible gas natural | 885,0 |
| Ciclos combinados | 0,0 |
| Consumo en generación hidráulica | 27,1 |
| Consumos en generación térmica | 661,9 |
| Consumos del bombeo | 663,0 |
| PRODUCCIÓN NETA DEL RÉGIMEN ORDINARIO (GWh) | 15.437,0 |
| ENERGÍA ADQUIRIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL (GWh) | 3.385,0 |
| Eólica | 358,0 |
| Hidráulica | 91,0 |
| Solar fotovoltaica | 0,0 |
| Termosolar | 0,0 |
| Cogeneración | 2.694,0 |
| Biomasa | 171,0 |
| Otros residuos | 71,0 |
| Energía autoconsumida por el régimen especial (GWh) | 836,5 |
| Energía solar fotovoltaica aislada (GWh) | 6,5 |
| PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (GWh) | 21.018,0 |
| PRODUCCIÓN NETA TOTAL (GWh) | 18.822,0 |
| Saldo de intercambios de energía eléctrica (GWh) | 9.132,0 |
| DEMANDA BRUTA (GWh) | 30.149,0 |
| Pérdidas en transporte y distribución | 2.697,0 |
| DEMANDA NETA (GWh) | 25.257,0 |
| TASA DE AUTOPRODUCCIÓN ELÉCTRICA | 69,7% |

## 2.2.5.- Otros indicadores energéticos

### Intensidad energética primaria y eficiencia energética

La intensidad energética primaria en Andalucía en el año 2000 fue de 216,0 tep/millones de euros. El período comprendido entre los años 1996 y 1998 se caracteriza por unas tasas de crecimiento del consumo energético de la Comunidad Autónoma Andaluza superiores a las presentadas por el PIB, y por tanto por una evolución ascendente de la intensidad energética primaria. Esta tendencia se estabiliza e incluso, durante el año 2000 pasa a ser decreciente como consecuencia de un menor crecimiento del consumo energético frente al PIB. La evolución de la intensidad energética se muestra en la siguiente gráfica.

Evolución de la intensidad energética primaria en Andalucía



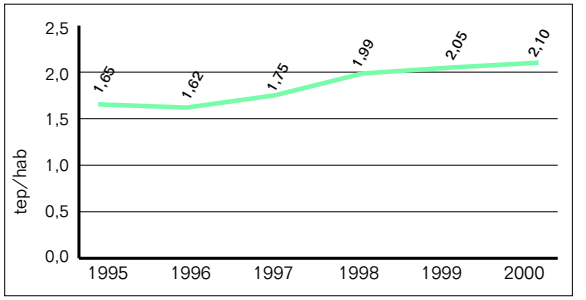

Fuente: Instituto Nacional de Estadística

La eficiencia energética, cociente entre la energía final consumida y la demanda de energía primaria, alcanzó 75,0% durante el año 2000.

### Consumo per cápita de energía

El consumo de energía primaria per cápita en Andalucía viene aumentando en los últimos años, pasando de 1,65 tep/hab en 1995 a 2,10 tep /hab en 2000, lo que supone un incremento medio anual de un 5,45%. La demanda per cápita de energía final durante el año 2000 fue de 1,6 tep/hab.

Evolución del consumo per cápita de energía primaria en Andalucía




Nota: El último dato de población corresponde al publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE) en la revisión del padrón de habitantes de 1998. Según la legislación vigente, el próximo censo de población se llevará a cabo en el año 2001. La población andaluza en el año 2000 se ha supuesto igual a la del año 1999.

P L **E** A N



# Objetivos energéticos

# 3.- Objetivos energéticos

## 3.1.- Análisis de la situación energética de Andalucía

En los últimos años se viene produciendo en Andalucía un crecimiento económico que está suponiendo la paulatina equiparación de nuestra Comunidad Autónoma con los estándares del conjunto nacional. Uno de los motivos de este avance ha sido el enorme desarrollo de la infraestructura energética en la región.

Alcanzar este escenario ha sido posible gracias al esfuerzo conjunto de las compañías del sector energético que operan en Andalucía y de la Administración Pública, las cuales se han constituido en las herramientas básicas de este desarrollo.

Cuando a principios del año 1995 se publica el Plan Energético de Andalucía (PLEAN), el Gobierno de la Junta de Andalucía apuesta por conseguir para nuestra región un sistema energético que, satisfaciendo las necesidades energéticas de los ciudadanos, tanto en cantidad como en calidad, mantuviese las condiciones del entorno físico en una situación que permitiera la vida y otras actividades a las generaciones futuras.

Una vez identificada la situación energética andaluza, condicionada por la elevada superficie y población a atender, por la carencia de recursos energéticos convencionales y, en fin, por los reducidos ratios de consumo per cápita e infraestructura energética con respecto al conjunto del España, el PLEAN marcó unos objetivos de actuación que han ido precisamente a paliar estos déficits, y que pueden resumirse en el siguiente axioma:

*«CONSEGUIR UN SISTEMA ENERGÉTICO ANDALUZ: RACIONAL, CONTROLADO, DIVERSIFICADO, RENOVABLE Y RESPETUOSO CON EL MEDIO AMBIENTE».*

Para conseguir este objetivo marco, se requiere el cumplimiento de los siguientes objetivos generales:

- Concienciación ciudadana en beneficio de pautas de ahorro energético en todas sus facetas.
- Mejora de la eficiencia energética, tanto en los sistemas de producción, como en los de transporte y consumo.
- Aprovechamiento al máximo de las fuentes energética autóctonas, sobre todo las renovables, aisladas o a través de sistemas mixtos con las convencionales.
- Elaboración y exigencia de cumplimiento de una adecuada legislación y normativa que limite el impacto ambiental del uso de la energía.

*«Después del PLEAN 1995-2000, la situación energética de Andalucía ha mejorado sustancialmente en cuanto a paneles solares térmicos a baja temperatura, así como respecto a energía solar fotovoltaica y biomasa.»*

*«En equipos de cogeneración, Andalucía ocupa asimismo un lugar privilegiado dentro del panorama nacional, destacando el importante crecimiento de la infraestructura eléctrica y gasista de la región en estos años.»*

El PLEAN 1995-2000 planteó para su ejecución cuatro grandes apartados o líneas de actuación:

*1.- Infraestructura eléctrica*

En este apartado se expusieron las principales actuaciones propuestas en generación, transporte y distribución de energía eléctrica, con el cuádruple objetivo de: mejorar el suministro eléctrico, en cantidad y calidad, de los andaluces; aumentar el nivel de autogeneración eléctrica; aumentar la eficiencia energética de la generación eléctrica (principalmente con sistemas de cogeneración); y reducir el impacto ambiental asociado a la generación eléctrica.

*2.- Infraestructura gasista*

En infraestructura gasista, se propuso un aumento significativo de nuestra red de gas, procurando que la misma abasteciese al mayor número posible de consumidores, fomentando el empleo de este combustible en la generación de electricidad (fundamentalmente, en sistemas de cogeneración) y, propiciando, en definitiva, que Andalucía equiparara sus consumos de gas natural a los del resto de España.

*3.- Fomento de las energías renovables*

El PLEAN 1995-2000 presta especial atención al fomento de las energías renovables, dadas las especiales ventajas que para Andalucía tiene el uso de las mismas.

Para el fomento de la energía solar térmica a baja temperatura, así como para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica aislada, se adopta el programa PROSOL.

En energía eólica, se establece una clara apuesta por esta forma de energía, mientras que para la energía hidráulica, se fomenta asimismo el uso de los recursos existentes en la región.

Por último, en biomasa, se apuesta por el uso de la misma como energía final y como fuente de generación de electricidad, prestando especial atención a los proyectos de aprovechamiento de la biomasa proveniente del olivar y de la industria oleícola.

*4.- Racionalización Energética*

En ahorro y eficiencia energética, se apuesta por presentar programas de actuación relacionados con todos los sectores de actividad, destacando las actuaciones previstas en la industria, en el sector hotelero, el hospitalario y el de oficinas, así como en el sector del transporte y el de viviendas, con especial atención en éste último caso a la calificación energética.

Después de los cinco años de trabajo comprendidos en el período de vigencia del PLEAN, la situación energética de Andalucía ha mejorado sustancialmente: se ha conseguido ocupar el primer puesto en España en instalación de paneles solares térmicos a baja temperatura (casi la mitad de los colectores solares instalados en España en este período lo fueron en Andalucía), así como en energía solar fotovoltaica y en biomasa.

En equipos de cogeneración, Andalucía ocupa asimismo un lugar privilegiado dentro del panorama nacional, destacando el importante crecimiento de la infraestructura eléctrica y gasista de la región en estos años.

Todo lo anterior, ha supuesto que la Comunidad Autónoma haya acortado significativamente sus ratios energéticos con respecto a la media nacional. En el período 1995-2000 el consumo de energía primaria per cápita nacional se incrementó en un 23,6%, siendo este incremento en Andalucía del 27,1%.

En lo que respecta a la intensidad energética primaria, Andalucía, con 226,2 tep/millones de euros, emplea una menor cantidad de energía primaria por unidad de producción que la media nacional (235,5 tep/millones de euros) en el año 1999 y por tanto una mayor eficiencia energética.

La suma de las longitudes de las redes de transporte y distribución de gas natural en Andalucía a finales de 1999 era de 2.337,5 km., un 6,8% del total nacional (34.513 km.). En la siguiente tabla se muestran los indicadores de la red de gas respecto a la población y a la superficie, tanto en Andalucía como en España.

| Indicador | Andalucía | España |
|---|---|---|
| Longitud de la red (m)/habitantes | 0,32 | 0,86 |
| Longitud de la red (km.)/ km² | 0,027 | 0,068 |

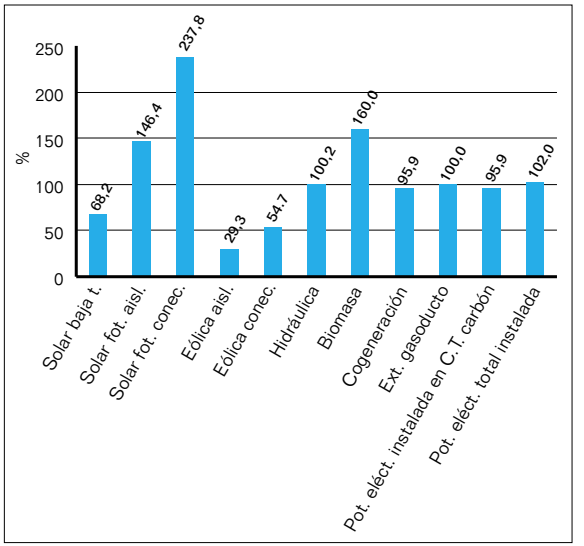
La calidad de suministro eléctrico mejoró ostensiblemente en el período de vigencia del Plan Energético. El Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada en media tensión (TIEPI) en Andalucía, pasó de 4,35 en 1994 a 3,2 en 1999, valor muy cercano al de la media nacional que en este último año fue de 3,1. Además de la mejora de este indicador, se modernizaron las instalaciones de unos 100.000 habitantes con la estandarización del suministro eléctrico a 380/220V y se amplió y mejoró la electrificación de zonas rurales y de incipiente desarrollo económico.

En el siguiente gráfico se incluye el grado de cumplimiento de algunos objetivos estratégicos marcados en el Plan Energético de Andalucía 1995-2000.

Grado de cumplimiento de los objetivos del PLEAN

El logro de la mayoría de los objetivos marcados (en algunos casos con cifras muy superiores a las previstas), debe suponer un incentivo para emprender todo lo que aún queda por hacer en Andalucía, constituyendo el Plan Energético 2003-2006 un primer paso de esta tarea.

*«La calidad de suministro eléctrico mejoró ostensiblemente en el período de vigencia del anterior Plan Energético.»*



*«En línea con los objetivos que planteaba el Plan Energético anterior, este nuevo PLEAN persigue como objetivo marco propiciar un sistema energético andaluz: suficiente y más justo socialmente, más respetuoso con el medio ambiente, más eficiente, más diversificado, más estable y más autónomo»*

## 3.2.- Objetivos del Plan

En línea con los objetivos que planteaba el Plan Energético anterior, este nuevo PLEAN persigue como objetivo marco propiciar un sistema energético andaluz:

- *Suficiente y más justo socialmente*
  - Procurando que las diversas formas de energía lleguen, en cantidad y calidad, a todo el territorio andaluz.
  - Fomentando el acceso a condiciones de confort a usuarios de baja renta.
  - Igualando los niveles de calidad energética entre las distintas zonas y provincias andaluzas.
- *Más respetuoso con el medio ambiente*
  - Empleando sistemas de generación eléctrica más limpios y eficientes:
    - La cogeneración.
    - Las energías renovables.
    - Los ciclos combinados con gas natural.
  - Evitando las consecuencias, tanto sociales como medioambientales, derivadas de una excesiva concentración territorial de fuentes de generación eléctrica.
  - Fomentando el ahorro y la eficiencia energética.
- *Más eficiente*
  - Reduciendo la cantidad de energía primaria necesaria para obtener una unidad de energía final, como consecuencia:
    - Del aumento de los sistemas de cogeneración.
    - De la instalación de ciclos combinados a gas natural, de alta eficiencia eléctrica.
  - Diseñando políticas de ahorro y eficiencia energética en el lado de la demanda (unidades finales de consumo).
  - Articulando los mecanismos que permitan una mayor coordinación y cooperación entre las administraciones competentes, así como agilizando los trámites administrativos necesarios para el normal desarrollo de la actividad.
- *Más diversificado*
  - Fomentando el empleo de energías renovables.
  - Potenciando el consumo de gas natural, como alternativa a otros combustibles fósiles.
- *Más estable*
  - Distribuyendo la infraestructura energética (generación, almacenamiento, transporte y distribución) por todo el territorio andaluz.
  - Mejorando la calidad del sistema energético (reducción de los tiempos de interrupción eléctrica, fomento de infraestructuras).
- *Más autónomo*
  - Fomentando el empleo de las energías renovables.
  - Procurando el consumo de combustibles fósiles autóctonos, frente a los de importación.

Para conseguir este objetivo marco, el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 estructura las actuaciones en cuatro grandes apartados: fomento de las energías renovables, ahorro y eficiencia energética, infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, e infraestructura de transporte y distribución gasista.

### 3.2.1.-Fomento de las energías renovables

En el capítulo de análisis del entorno energético, y dentro del apartado titulado «la problemática medioambiental mundial», se ponen de manifiesto los perjuicios derivados del uso de las energías convencionales y la creciente preocupación de los organismos internacionales en este sentido.

Con objeto de hacer frente a la escalada de emisiones contaminantes, en 1997 se aprueba el Protocolo de Kioto, firmado por España junto al resto de la Unión Europea en 1998.

Para hacer frente a los compromisos del Protocolo se hace necesaria la participación masiva de las fuentes de energía renovables. La Unión Europea apuesta firmemente por estas energías como queda reflejado en el Libro Verde «Energía para el futuro: fuentes de energías renovables» y en el Libro Blanco «Una política energética de la UE».

También en el Libro Verde «Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético» se afirma con rotundidad que la Unión Europea no puede permitirse el lujo de desaprovechar los recursos renovables para aumentar el autoabastecimiento y la diversificación energética.

Con estas premisas, el Gobierno Andaluz ratifica el compromiso de contribuir de manera efectiva a la consecución de los objetivos marcados por el Libro Blanco.

De acuerdo con lo anterior, el objetivo básico marcado en el apartado de fomento de las energías renovables dentro del PLEAN 2003–2006, es:

> Dejar trazado el camino para que el 15% de la energía total demandada por los andaluces en el año 2010 tenga su origen en fuentes renovables, obteniendo en el año 2006 una cifra significativa de este 15%, a la vez que marcando la senda para que en los años posteriores se pueda dar cumplimiento a dicho objetivo.

### 3.2.2.- Ahorro y eficiencia energética

Dado el poco margen de actuación del que dispone Andalucía de lado de la oferta energética, y paralelamente a las indicaciones de la Unión Europea en el Libro Verde, se hace necesario trabajar intensamente en políticas de demanda, es decir, en propiciar el ahorro y los usos eficientes de la energía.

Dentro de esta línea, los objetivos de este Plan Energético son:

- Obtener un ahorro energético sobre el consumo tendencial de energía primaria del 4,07% en el año 2006, con un horizonte de ahorro del 7,5% en el año 2010.

- Promulgar la Ley de Ahorro y Eficiencia Energética y para el Fomento de las Energías Renovables.

*«...el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 estructura las actuaciones en cuatro grandes apartados: fomento de las energías renovables, ahorro y eficiencia energética, infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, e infraestructura de transporte y distribución gasista.»*

*«Un objetivo básico del PLEAN es dejar trazado el camino para que el 15% de la energía total demandada por los andaluces en 2010 tenga su origen en fuentes renovables.»*

*«Generar, al menos, toda la electricidad que consume nuestra región es uno de los objetivos del Gobierno Andaluz para los próximos años. Para ello se propiciará la instalación tanto de centrales térmicas con combustibles fósiles como de plantas de generación con fuentes renovables.»*

### 3.2.3.- Infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica

Generar, al menos, toda la electricidad que consume nuestra región es uno de los objetivos del Gobierno Andaluz para los próximos años. Para ello se propiciará la instalación tanto de centrales térmicas con combustibles fósiles como de plantas de generación con fuentes renovables.

Al primer grupo pertenecen las nuevas centrales de ciclo combinado a gas que reducen notablemente las emisiones contaminantes y cuentan con una eficiencia energética en torno al 55%. Asimismo, se potenciará la sustitución progresiva de las centrales bicombustible (fuel/gas) existentes en la región, de baja eficiencia energética y alto impacto ambiental, por las ya mencionadas centrales de ciclo combinado a gas natural.

Dentro del segundo grupo se hará un importante esfuerzo para incrementar la potencia eléctrica con instalaciones renovables, fundamentalmente en plantas eólicas, en centrales que utilicen la biomasa como combustible y en centrales termosolares.

Por otra parte, en lo que respecta al transporte y distribución de energía eléctrica, se intensificarán las acciones dirigidas a equiparar los estándares de calidad eléctrica de Andalucía a los del conjunto del estado español, a la vez que hacer posible la evacuación de toda la electricidad generada en la región, tanto de fuentes convencionales (ciclos combinados), como de las energías renovables (energía eólica y biomasa sobre todo).

Se propiciarán mecanismos de modernización y mejora de la infraestructura eléctrica de distribución y se llevarán a cabo las acciones necesarias para garantizar la calidad del servicio por parte de las empresas distribuidoras, introduciendo medidas legislativas y de control para la consecución efectiva de este objetivo.

De acuerdo con lo anterior, los objetivos marcados en el capítulo de infraestructura eléctrica son los siguientes:

- Conseguir, al menos, la autogeneración eléctrica en el año 2006 con los márgenes de operatividad y cobertura exigidos por el sistema, con los objetivos de potenciar el desarrollo económico incrementando el valor añadido en Andalucía, mejorar los niveles de tensión, fomentar la eficiencia en pérdidas e incrementar la calidad de servicio eléctrico derivada de una mayor potencia de cortocircuito.

- Equiparar los estándares de calidad de servicio en Andalucía a los del conjunto nacional.

- Seguir mejorando la infraestructura de transporte y distribución eléctrica de Andalucía, de forma que se garantice la evacuación y el transporte de toda la electricidad generada.

### 3.2.4.- Infraestructura gasista

El gas natural se ha constituido en una opción muy favorable para reducir la actual dependencia del petróleo. Su alta eficiencia y las menores emisiones generadas en su combustión, unido al desarrollo industrial del que suele ir acompañado el desarrollo de la red de gas natural, acrecientan el interés por su utilización.

En este contexto, los objetivos marcados en el apartado de infraestructura gasista son los siguientes:

- Estar en disposición de suministrar gas natural al 90% de la población que reside en los núcleos de más de 20.000 habitantes.

- Llegar con gas natural canalizado a las ocho provincias andaluzas.

Además de los objetivos sectoriales antes enumerados, deben incluirse también, como instrumentos básicos para el cumplimiento y el desarrollo del Plan, los dos siguientes:

- Promulgación de la Ley de Ahorro y Eficiencia Energética y para el Fomento de las Energías Renovables.

- Creación de la Agencia Andaluza de la Energía.

*«El gas natural se ha constituido en una opción muy favorable para reducir la actual dependencia del petróleo. Su alta eficiencia y las menores emisiones generadas en su combustión, unido al desarrollo industrial del que suele ir acompañado el desarrollo de la red de gas natural, acrecientan el interés por su utilización.»*

P L **E** A N



# Previsiones de consumo

# 4.- Previsiones de consumo

## 4.1.- Escenarios europeo, nacional y andaluz

La selección de posibles evoluciones futuras y su integración en la configuración de escenarios constituye un punto de capital importancia para el análisis del conjunto de un plan energético.

En este capítulo se aborda la compleja tarea de hacer una prospección de la demanda energética en Andalucía para los próximos seis años con una proyección hasta 2010. La incertidumbre actual en algunos de los parámetros que afectan directamente a las pautas de consumo, tales como los precios internacionales de productos energéticos, la liberalización de los mercados, la mayor o menor acogida de políticas del lado de la demanda, conjuntamente con el riesgo habitual que conlleva una proyección a futuro, hace que los resultados de este análisis deban tomarse con cierta reserva.

Las hipótesis adoptadas se sustentan fundamentalmente en el análisis detallado de la tendencia de la estructura energética andaluza en los últimos años, así como de informes de fuentes diversas sobre situaciones futuras de demanda y precios, y de las simulaciones llevadas a cabo a los niveles nacional y europeo.

A continuación se analizan los escenarios de referencia junto a los propuestos para Andalucía.

### 4.1.1.- Escenario europeo

La Unión Europea propone cuatro escenarios que se comentan brevemente:

- *Battlefield*: escenario de confrontación, contradicciones e inestabilidad, con fragmentación en bloques y con tensiones entre ellos.

- *Forum*: escenario con fuerte cooperación internacional y acción de las instituciones nacionales e internacionales de cara a la defensa de los intereses generales.

- *Hipermarket*: escenario de mínima intervención pública y predominio de las fuerzas de mercado y de la libertad comercial. Liberalización y privatización.

- *Convencional Wisdom*: es un escenario continuista, con la evolución más probable de los acontecimientos.

### 4.1.2.- Escenario nacional

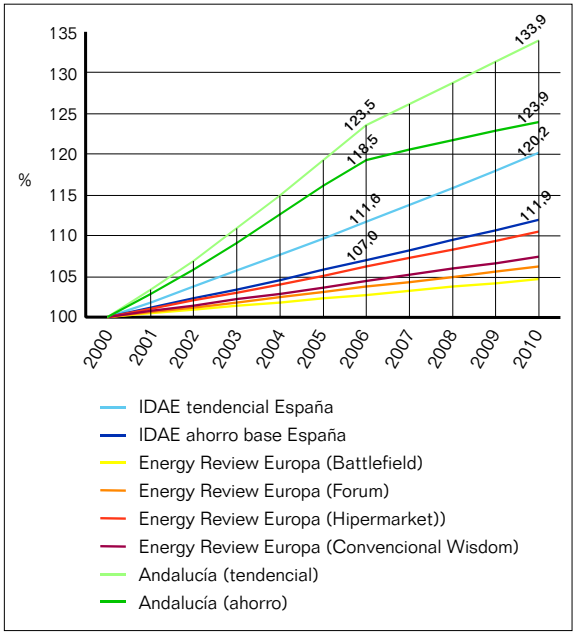
El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, analiza dos escenarios denominados: Tendencial y Ahorro Base.

Ambos comparten proyecciones de población y de crecimiento económico, tanto en el nivel agregado como en el desglose sectorial, mientras que presentan diferencias en las hipótesis de evolución de los precios internacionales de la energía y en las actuaciones encaminadas a una mayor eficiencia energética y protección ambiental.

El escenario Tendencial proyecta hacia el futuro las pautas de consumo que se han venido registrando durante los últimos años, adaptándolas en función de variables básicas de escenario, como los precios energéticos, la población o el crecimiento económico, así como de los cambios que se estima se producirán de

*«La prospección de la demanda energética en Andalucía se basa en una serie de hipótesis sustentadas en el análisis detallado de la tendencia en los últimos años, así como de informes de fuentes diversas sobre situaciones futuras de demanda y precios, y de las simulaciones llevadas a cabo a los niveles nacional y europeo.»*

*«Andalucía se sitúa por debajo de los estándares de consumo energético nacionales y, por tanto, de los europeos. Esta diferencia, junto al importante desarrollo de nuestra Comunidad Autónoma en los últimos años, hace que se produzcan crecimientos anuales de la demanda energética más acusados que en las dos zonas geográficas de referencia.»*




Nota: Elaboración propia.
Fuentes: «Plan de fomento de las Energías Renovables de España» Ministerio de Industria y Energía y «European Energy to 2020: a scenario approach» Comisión Europea

forma autónoma, sin modificaciones significativas de las políticas de eficiencia energética o medioambiental. Este escenario no supone, por tanto, una extrapolación a futuro de los consumos del pasado, sino una continuidad en el tipo de actuaciones y apoyos públicos a la eficiencia energética, el medio ambiente y la innovación tecnológica.

El Escenario Ahorro Base, manteniendo el crecimiento económico y la población del Tendencial, contempla, sin embargo, una intensificación con respecto al pasado de las actuaciones en materia de eficiencia energética, no sólo por los mayores precios del petróleo y de las principales materias primas energéticas, sino también por la necesidad de inducir políticas más activas de eficiencia energética, protección medioambiental y desarrollo tecnológico desde las Administraciones Públicas, así como de un mayor compromiso social en estas materias.

### 4.1.3. - Escenario andaluz

La realidad energética andaluza es distinta a la nacional y a la europea. En la Unión Europea, los estándares de consumo energético han alcanzado ya cotas elevadas. España se está aproximando paulatinamente a estos valores, encontrándose en la actualidad en unos niveles cercanos a la media Comunitaria.

Andalucía se sitúa por debajo de los estándares nacionales y, por tanto, de los europeos. Esta diferencia, junto al importante desarrollo de nuestra Comunidad Autónoma en los últimos años, hace que se produzcan crecimientos anuales de la demanda energética más acusados que en las dos zonas geográficas de referencia.

Teniendo en cuenta estas circunstancias y al análisis de la situación energética actual, se han propuesto para Andalucía dos escenarios para los próximos años: uno tendencial y otro de ahorro sobre el consumo tendencial. La filosofía es muy parecida a la propuesta realizada para el conjunto español por el IDAE, diseñando un escenario que contempla una continuidad de las actuaciones en materia de ahorro y eficiencia llevadas a cabo hasta la fecha y otro en el que estas acciones se intensifican.

Evolucionar según la senda marcada por el escenario de ahorro sobre la demanda tendencial constituye un reto de primera magnitud, imprescindible para la consecución del objetivo de alcanzar el 15% de la cobertura de energía primaria con fuentes renovables. Los resultados obtenidos para Andalucía, que posteriormente se comentarán en detalle, se comparan con los escenarios proyectados para España y la Unión Europea en el siguiente gráfico.


Escenarios de referencia

Se observa como el escenario tendencial y el de ahorro previstos para Andalucía son superiores a los previstos para España y la Unión Europea.

Esta diferencia se debe, en primer lugar, al mayor crecimiento energético de nuestra región como consecuencia del mayor esfuerzo que debe realizar para converger con el resto de España y Europa, dada su situación de partida de menor desarrollo económico.

En segundo lugar, y a tenor de la experiencia obtenida hasta el presente, las hipótesis de crecimiento contenidas en el PLEAN han ajustado las previsiones de la demanda a escenarios más realistas, evitando los desfases y desviaciones observadas en la planificación de otras instituciones.

## 4.2.- Evolución del consumo energético en el escenario tendencial

Como se ha comentado anteriormente, el escenario tendencial refleja una evolución continuista, al que se llega manteniendo las acciones de ahorro y eficiencia energética actuales en los próximos años.

### 4.2.1.- Evolución de la demanda de energía primaria

El incremento previsto en el consumo de energía primaria en Andalucía en el período 2001-2006 se cifra en un 23,5% (3.629,1 ktep), alcanzado un aumento del 33,9% si se proyecta hasta el año 2010, lo que supone pasar de los 15.425,2 ktep actuales a 20.661,4 ktep en diez años.

En la siguiente tabla se muestra la línea del balance energético correspondiente al consumo interno de energía primaria en Andalucía en los años antes mencionados.

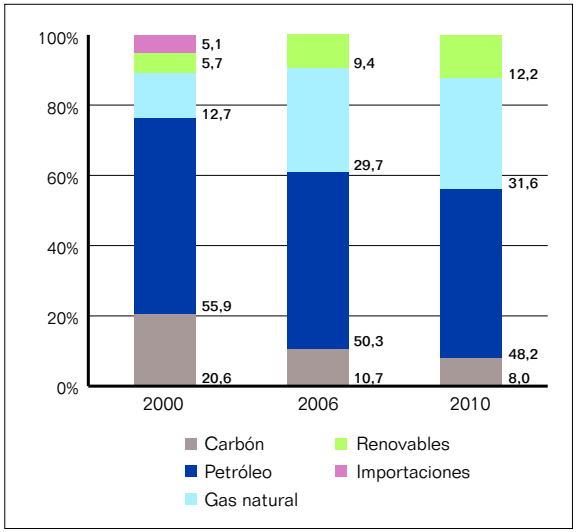
En aquellos años en los que el saldo eléctrico es negativo (exportaciones), las cuotas de participación en la demanda de energía primaria de cada uno de los combustibles se calcularán dividiendo el consumo de cada fuente por el consumo total de energía primaria incluidas aquellas cantidades que van destinadas a generar la energía eléctrica exportada. Es decir, la participación de carbón en el año 2006 se obtendrá de dividir 2.090,6 por 19.532,3 y no por 19.054,3 que ya tiene excluidas las exportaciones de energía eléctrica. Dicho esto, las estructuras por combustibles son las siguientes:

Estructura de participación por fuentes de energía primaria en los años 2000, 2006 y 2010

Como se observa en los gráficos, las cuotas del gas natural sobre la demanda total de energía primaria son las que presentan un mayor crecimiento (un 195,4% en el período 2001-2006 y un 249,8% en el período 2001-2010). El incremento de las redes de distribución en la Comunidad Autónoma Andaluza y sobre todo, la entrada en operación de las centrales de ciclo combinado proyectadas en nuestra región, son las dos causas principales del brusco cambio de pendiente que sufrirá la evolución del consumo del gas natural, que pasará del 12,7% del total de la energía primaria demandada en el año 2000, al 29,7% en 2006 y 31,6% en 2010.

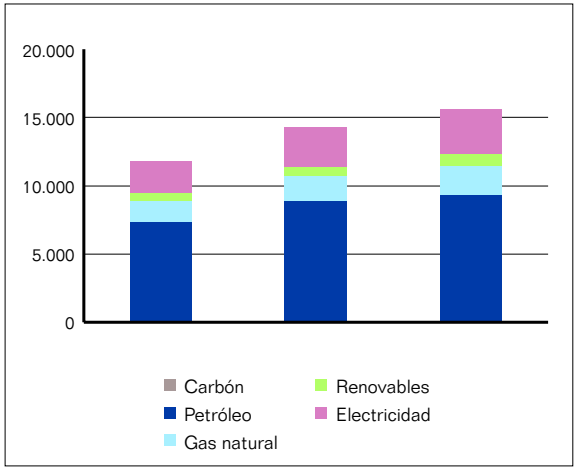
En crecimiento le siguen las energías renovables, que, respecto a los valores actuales, se incrementarán en un 108,8% en 2006 y en un 202,4% en 2010. La participación de estas fuentes de energía en la estructura de la demanda de energía primaria según la evolución del escenario tendencial, se prevé alcance el 9,4% en 2006 y el 12,2% en 2010.

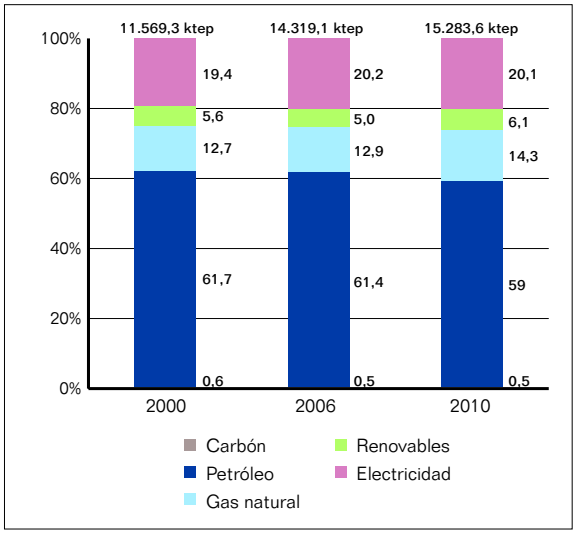
El consumo de petróleo seguirá creciendo en valor absoluto en los próximos diez años, aunque su porcentaje respecto al total de energía demandada disminuirá hasta el año 2006, pasando del 55,9% actual al 50,3%,




| | Carbón | Petróleo | Gas natural | E. renovables | Saldo eléctrico | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2000 | 3.183,0 | 8.618,7 | 1.961,8 | 876,3 | 785,4 | 15.425,2 |
| 2006 | 2.090,6 | 9.816,8 | 5.795,1 | 1.829,8 | -478,1 | 19.054,3 |
| 2010 | 1.733,3 | 10.461,7 | 6.861,7 | 2.650,7 | -1.046,0 | 20.661,4 |

Saldo eléctrico = importaciones-exportaciones
Unidad: ktep




llegándose al 48,2% en el año 2010. El incremento en este escenario del consumo se prevé sea del 13,9% hasta el año 2006 y del 21,4% hasta 2010, pasando de 8.618,7 ktep en el año 2000, a 9.816,8 ktep y 10.461,7 ktep en 2006 y 2010 respectivamente.

El único combustible que ve disminuida su demanda en valor absoluto es el carbón, que se estima descienda un 34,3% hasta el año 2006 y un 45,5% hasta el año 2010. A pesar del incremento del uso de este combustible en las Centrales Térmicas ubicadas en Andalucía en los últimos años, la previsible sustitución de Puentenuevo, la entrada en carga de las nuevas centrales a gas natural y el aumento de la generación correspondiente de los autoproductores, harán bajar considerablemente la cuota del carbón en la estructura de producción de energía eléctrica andaluza, que en la actualidad se sitúa en el 67,5%. El porcentaje respecto al total de energía primaria se prevé pase del 20,6% en el año 2000 al 8,0% en el año 2010. No obstante, el carbón debe seguir constituyendo una fuente insustituible para la generación eléctrica en aras de establecer un sistema de producción diversificado.

Según las proyecciones del escenario tendencial, Andalucía pasará en los próximos años de realizar unas importaciones de energía eléctrica de 785,4 ktep, a exportar 478,1 ktep y 1.046,0 ktep en 2006 y 2010 respectivamente. El fuerte incremento previsto en la potencia del parque de generación eléctrica es la causa de este cambio en el signo de la tendencia histórica andaluza.

## 4.2.2.- Evolución de la demanda de energía final

El escenario tendencial apunta hacia un incremento del consumo final de energía del 21,8% hasta el año 2006 y del 32,1% hasta el año 2010, pasando de los 11.569,3 ktep actuales, a 14.086,4 ktep y 15.283,6 ktep en 2006 y 2010 respectivamente.

Evolución de la demanda de energía final en el escenario tendencial

Por fuentes, y en el período 2001-2006, destacan los incrementos del gas natural y la electricidad, 34,5% y 27,7% seguidos por los productos petrolíferos con un 17,9%. Las energías renovables, en su mayor parte la biomasa para usos finales térmicos, suben un 17,4%, mientras el consumo final de carbón permanece prácticamente invariable.

Considerando el período 2001-2010 la situación de los aumentos porcentuales de cada una de las fuentes cambia significativamente. Así, el incremento del consumo de gas natural y las energías renovables presentan alzas relativas del 48,3% y 43,5% respectivamente respecto a los valores del año 2000. Les siguen las subidas del consumo eléctrico (37,1%) y de los productos petrolíferos (26,5%). El carbón sigue siendo el combustible con menor crecimiento en su consumo con el 3,3%.

Las estructuras de la demanda de energía final en el escenario tendencial quedan como siguen.

Demanda de energía final en los años 2000, 2006 y 2010

Por sectores de actividad, el sector servicios presenta un incremento de la demanda en el período 2001-2006 del 28,2% y del 35,0% entre los años 2001 y 2010. Estos mismos porcentajes para el sector residencial alcanzan el 13,0% y el 20,5% respectivamente.

El sector industrial, impulsado por la mayor accesibilidad al gas natural, verá incrementada su demanda energética en un 25,0% en los próximos seis años, alcanzando un aumento del 37,4% hasta el año 2010.

Por debajo de las tasas de incremento del sector industrial se encuentran las del sector transporte, que se verá afectado por un crecimiento menos acusado del parque de turismos y por los precios de los carburantes. El sector de agricultura y pesca presenta la evolución más moderada, con un incremento de la demanda de tan solo el 18,0% en los próximos diez años.

En el gráfico adjunto aparecen reflejadas las estructuras de consumo de energía final en Andalucía por sectores según el escenario tendencial.

Distribución sectorial de la demanda de energía final en los años 2000, 2006 y 2010

## 4.3.- Evolución del consumo energético en el escenario de ahorro

Una vez analizado el escenario que proyecta las tendencias actuales, este apartado se centra en la hipótesis de intensificación de las actuaciones a favor del ahorro y la eficiencia energética que configuran el escenario de ahorro.

En la tabla adjunta se muestran los objetivos perseguidos en cuanto a ahorro respecto al tendencial como consecuencia de la puesta en práctica de estas actuaciones, que serán tratadas con una mayor profundidad en el capítulo de Ahorro y Eficiencia Energética de este Plan.

| Ahorro (ktep) | 2006 | 2010 |
|---|---|---|
| Cogeneración y sustitución por gas natural | 180,2 | 354,0 |
| Sector servicios | 58,6 | 82,4 |
| Sector residencial | 55,6 | 93,4 |
| Sector transporte | 202,6 | 508,9 |
| Sector industrial | 157,3 | 239,2 |
| Sector transformador | 120,6 | 271,7 |
| Total | 774,8 | 1.549,6 |

### 4.3.1.- Evolución de la demanda de energía primaria

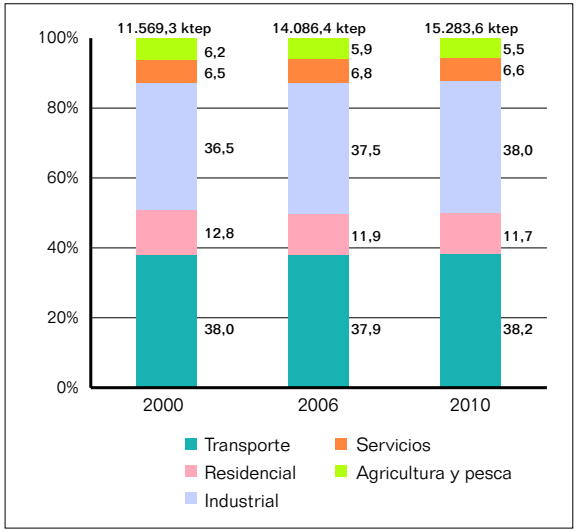
Una vez tenida en cuenta la previsión de ahorro energético, la evolución de la demanda andaluza varía considerablemente. Así, el incremento del consumo de energía primaria en el período 2001-2006 se cifra en un 18,5% (23,5% en el escenario tendencial), alcanzando 18.279,4 ktep. Este valor para el año 2010 se sitúa en 19.111,8 ktep, lo que supone un aumento del 23,9% (33,9% en el escenario tendencial) respecto al valor en el año 2000. En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la energía primaria en los dos escenarios propuestos.

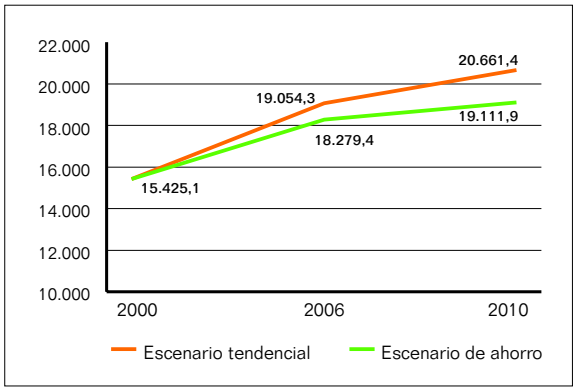
Evolución de la energía primaria en los escenarios propuestos

En la siguiente tabla se muestra la línea del balance energético correspondiente al consumo interno de energía primaria en Andalucía en los años antes mencionados y en el escenario de ahorro sobre el tendencial.

La fuente energética que presenta un mayor descenso frente al escenario tendencial es el petróleo, debido a la sustitución por gas natural y al uso más racional en el sector transporte. En el escenario de ahorro, el petróleo incrementa su demanda en un 9,0% en el año 2006 respecto al año 2000 y un 10,8% en el período 2001-2010.

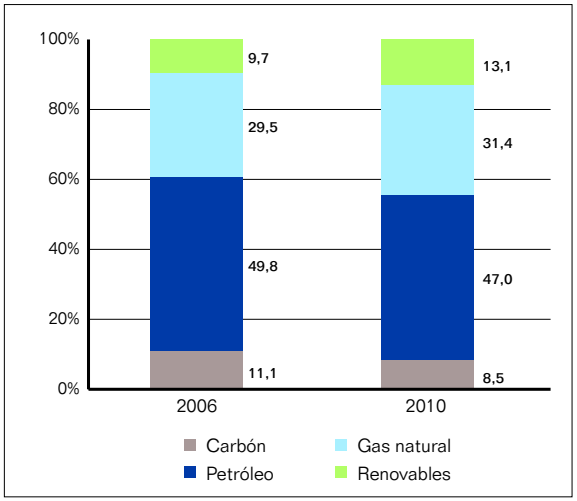
Comparando los dos escenarios, el gas natural no modifica significativamente su tasa de crecimiento



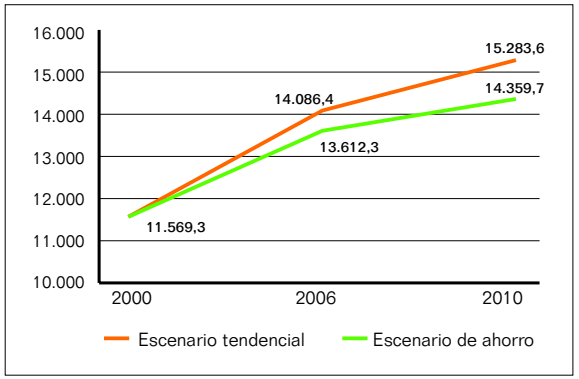




| | Carbón | Petróleo | Gas natural | E. renovables | Saldo eléctrico | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2000 | 3.183,0 | 8.618,7 | 1.961,8 | 876,3 | 785,4 | 15.425,2 |
| 2006 | 2.090,6 | 9.398,3 | 5.560,1 | 1.829,8 | -599,4 | 18.279,4 |
| 2010 | 1.733,3 | 9.552,9 | 6.368,5 | 2.650,7 | -1.193,5 | 19.111,8 |

Saldo eléctrico = importaciones-exportaciones
Unidad: ktep




*«La instalación de parques eólicos, plantas de cogeneración y la entrada en carga de las centrales de ciclo combinado a gas natural, harán que el rendimiento global del sistema de generación eléctrico andaluz se vea incrementado notablemente en los próximos años.»*




debido al peso de los consumos correspondientes a las centrales de ciclo combinado proyectadas, incrementándose su demanda un 183,4% y un 224,6% en 2006 y 2010 respectivamente.

Como consecuencia de un descenso en el consumo de energía eléctrica de los andaluces en el escenario de ahorro, las exportaciones de energía eléctrica aumentan respecto al escenario tendencial, alcanzando 599,4 ktep en 2006 y 1.193,5 ktep en 2010.

El resto de fuentes mantienen sus porcentajes de crecimiento con lo que se obtienen las estructuras de demanda que se muestran a continuación.

Estructura de participación por fuentes de energía primaria en los años 2006 y 2010

## 4.3.2.- Evolución de la demanda de energía final

Las actuaciones en materia de ahorro y eficiencia energética en los distintos sectores consumidores hacen que la evolución tendencial reduzca sus tasas de crecimiento en 4 puntos para el año 2006 y en 8 puntos para el año 2010. Así, en el escenario de ahorro, la demanda de energía final crece un 17,7% en los próximos seis años y un 24,1% en el período 2001-2010.

Evolución de la demanda de energía final

Por fuentes, el carbón mantiene una cuota de participación en la estructura de energía final muy reducida, el 0,53% en 2006 y 0,51% en 2010. La elección de otros combustibles más eficientes es la causa de este descenso, si bien su consumo crece un 1,3% hasta el año 2006 y un 3,3% en el período 2001-2010.

La demanda de productos petrolíferos aumenta en este mismo período, sobre todo en los primeros seis años del mismo, en los que se ve incrementada en un 13,7%. A pesar de esta evolución al alza, el porcentaje respecto al total de energía final consumida decrece desde el 61,7% actual, al 59,6% en 2006 y el 57,9% en 2010. Este descenso, que en primera instancia pudiera parecer poco significativo, tiene una gran relevancia si pensamos que, a pesar del incremento del 24,1% de consumo de energía final en los próximos diez años, se reduce en 3,8 puntos la cuota de participación de la fuente energética de la que históricamente nuestra Comunidad Autónoma ha dependido en mayor medida.

La pérdida de participación de los productos petrolíferos es absorbida en su mayor parte por el gas natural, que pasa del 12,7% en el año 2000 al 14,1% en 2006 y 14,7% en 2010. El incremento de la red de distribución, tanto industrial como doméstico/comercial, es la base de que el gas natural se consolide como la fuente con mayor incremento de consumo en los próximos diez años.

Las energías renovables mantienen su tasa de participación entre el 5,6% y el 6,5% en el período 2001-2010, si bien muestra un descenso en los primeros años debido al crecimiento más acusado de otras fuentes, volviendo a recuperar su posición al final del período. La biomasa para usos finales térmicos es el combustible que cubre casi en su totalidad esta partida.

Como viene siendo habitual en los últimos años, el consumo eléctrico mantendrá una tasa de crecimiento elevado, aunque más moderado, tan solo superado por los correspondientes al gas natural y al final del período por las energías renovables. La energía eléctrica conservará el segundo lugar en la estructura de energía final con el 20,2% en 2006 y el 20,4% en 2010.

En los siguientes cuadros se muestran dichas estructuras para los dos años de estudio.

Estructura de la demanda de energía final en los años 2006 y 2010

Las hipótesis adoptadas en el escenario de ahorro afectan considerablemente a los consumos correspondientes al sector transporte, que ve reducidos sus incrementos anuales en más de cuatro y diez puntos porcentuales en los años 2006 y 2010 respectivamente. Así, el porcentaje de este sector respecto al total de energía final demandada se sitúa en el 37,7% en 2006 y en el 37,1% en 2010.

La demanda industrial, con reducciones en su evolución menos acusadas, participa con el 37,7% en el año 2006 y con el 38,8% en el año 2010.

Tanto el sector residencial como el sector servicios decrementan ligeramente al final del período 2001-2010 su porcentaje frente al total respecto al escenario tendencial, debido a unos ahorros relativos menores que los sectores comentados anteriormente. El sector residencial aglutina el 11,9% y el 11,8% de la demanda energética total en los años 2006 y 2010 respectivamente. Estas cuotas para el sector servicios son del 6,6% y del 6,5%.

La penetración de las medidas de ahorro y eficiencia energética en el sector agricultura y pesca es prácticamente nula. La participación de este sector en la estructura de consumo final se sitúa en el 6,1% en 2006 y 5,9% en 2010.

En los gráficos que se muestran a continuación aparecen reflejados los consumos energéticos sectoriales en el escenario de ahorro para los años 2006 y 2010.

Distribución sectorial de la demanda de energía final en los años 2006 y 2010

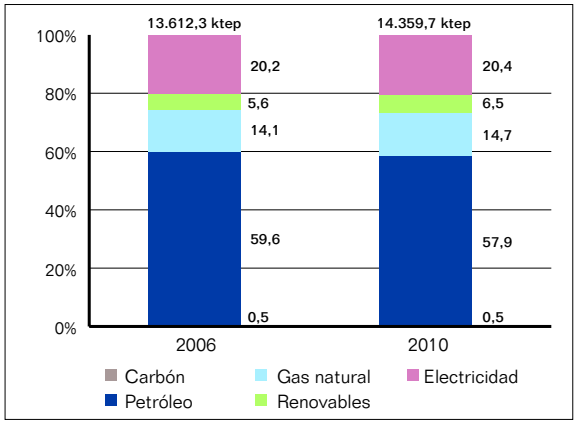
### 4.3.3.- Evolución del rendimiento del sistema eléctrico

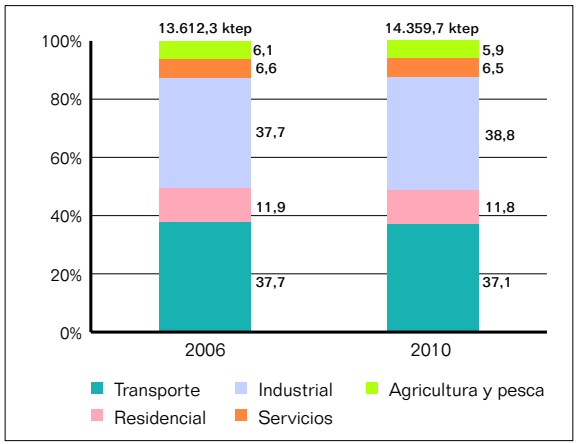
La instalación de parques eólicos, plantas de cogeneración y la entrada en carga de las centrales de ciclo combinado a gas natural, harán que el rendimiento global del sistema de generación eléctrico andaluz se vea incrementado notablemente en los próximos años.

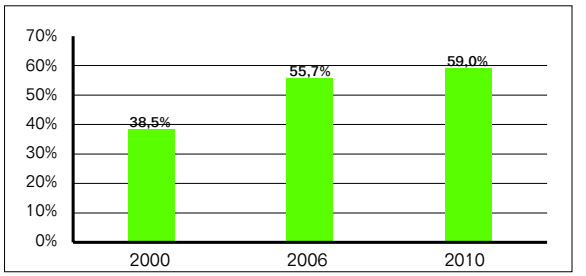
Según las previsiones de instalación, el mayor crecimiento de este indicador se producirá en el período comprendido entre los años 2000 y 2006, en el que pasará de un 38,5% a un 55,7%. En los siguientes cuatro años, una vez puestos en marcha la mayoría de los proyectos de centrales de ciclo combinado, la pendiente de la curva de evolución decrece respecto al período anterior, si bien sigue siendo positiva debido a la continuidad de instalación de parques eólicos.

Al final de la década se prevé que el rendimiento del sistema eléctrico andaluz alcance el 59,0%, lo que representa un incremento del 53,2% respecto al valor actual. Dado el peso que tiene la generación eléctrica dentro del sistema energético, las mejoras del rendimiento previstas propiciarán en los próximos años cotas de eficiencia energética globales muy superiores a las que actualmente posee Andalucía.

Evolución del rendimiento del sistema eléctrico



P L **E** A N



# Fomento de las energías renovables

## 5.- Fomento de las energías renovables

Según se ha visto en el capítulo 4 «Previsiones de consumo», la demanda de energía primaria en Andalucía para el año 2010 en el escenario tendencial se estima en 20.661,4 ktep.

Una vez tenida en cuenta la disminución debida a las actuaciones tendentes a promover el ahorro y la eficiencia energética, el consumo de energía en el año 2010 se cifra en 19.111,8 ktep, de los que 2.650,7 ktep serían aportados por las energías renovables.

Atendiendo a las previsiones del sector, en los próximos años Andalucía dejará definitivamente de ser una región deficitaria de energía eléctrica, para llegar a tener en el año 2010 una cierta capacidad exportadora.

Por otra parte, y dentro del capítulo 3 «Objetivos energéticos», se pretende que el 15% de la energía primaria consumida por la Comunidad Autónoma de Andalucía en el año 2010 corresponda a fuentes renovables. No se engloba dentro de este objetivo la energía primaria necesaria para generar las exportaciones eléctricas, que sí está incluida en los 19.111,8 ktep previstos para 2010 en el escenario de ahorro, ni los autoconsumos de refinería derivados de la producción de productos petrolíferos exportados.

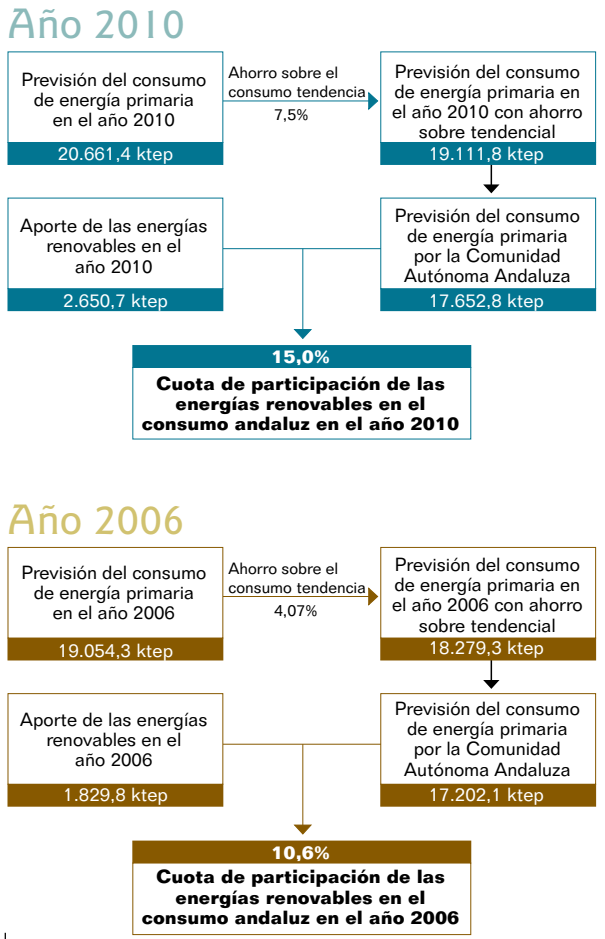
Una vez restadas las pérdidas por rendimiento para la generación de dichas exportaciones, el total de las necesidades energéticas de nuestra región se sitúa en 17.652,8 ktep de energía primaria. El 15% de esta cantidad asciende a 2.650,7 ktep. En el esquema adjunto aparece reflejado este desarrollo.

Dado que el compromiso adoptado dentro del período de vigencia del Plan Energético 2003-2006 es el de «dejar trazado el camino para que se cumpla el objetivo del Libro Blanco de las Energías Renovables en Andalucía, obteniendo en el año 2006 una cifra significativa de este 15%, a la vez que marcando la senda para que en los años posteriores se pueda dar cumplimiento a dicho objetivo», se muestra en el esquema adjunto el desarrollo para el año 2006.

En la siguiente tabla se recogen las actuaciones anuales estimadas por tecnologías en el período de vigencia de Plan Energético.

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| E. S. térmica unifamiliar ($m^2$) | 23.500 | 25.500 | 29.500 | 35.500 | 41.000 | 51.000 |
| E. S. térmica colectiva ($m^2$) | 8.500 | 9.500 | 10.500 | 11.500 | 15.000 | 20.000 |
| E. S. fotovoltaica aislada (kWp) | 671 | 509 | 427 | 384 | 362 | 351 |
| E. S. fotovoltaica conectada (kWp) | 109 | 478,6 | 604,6 | 771,6 | 979,6 | 1.234,6 |
| Termosolar (kW) | 0 | 4.000 | 10.000 | 26.000 | 30.000 | 30.000 |
| E. eólica conectada (kW) | 24.000 | 157.000 | 705.000 | 750.000 | 530.800 | 387.000 |
| E. hidráulica <=10MW (kW) | 1.257 | 1.457 | 1.457 | 2.714 | 2.343 | 2.457 |
| E. hidráulica 10-50 MW (kW) | 1.886 | 2.086 | 2.086 | 2.086 | 2.086 | 2.086 |
| Biomasa G. Eléctrica (kW) | 7.000 | 20.000 | 20.000 | 21.000 | 22.000 | 23.000 |
| Biomasa térmica (tep) | 0 | 5.270 | 6.397 | 7.813 | 9.720 | 12.335 |
| Biocarburantes (tep/año) | 0 | 0 | 0 | 20.000 | 30.000 | 40.000 |

Previsión del consumo de energías renovables



A continuación se muestran las aportaciones previstas para cada una de las tecnologías renovables para alcanzar los objetivos marcados.

**Cobertura actual con energías renovables y previsiones del escenario de ahorro en los años 2006 y 2010**

| | Situación en Andalucía a 31/12/2000 (ktep) | Aporte de la E. R. a la estructura de E.P. en el 2006 (ktep) | Aporte de la E. R. a la estructura de E.P. en el 2010 (ktep) |
|---|---|---|---|
| Energía solar térmica | 10,2 | 29,3 | 71,8 |
| Energía solar fotovoltaica | 0,6 | 1,5 | 3,4 |
| Energía termosolar | 0,0 | 86,5 | 204,7 |
| Energía eólica | 30,1 | 509,9 | 799,2 |
| Energía hidráulica régimen especial | 8,7 | 12,9 | 16,0 |
| Energía hidráulica régimen ordinario (excluidas centrales de bombeo) | 38,0 | 49,1 | 49,1 |
| Biomasa generación eléctrica | 150,7 | 407,6 | 647,5 |
| Biomasa usos finales térmicos | 638,0 | 643,0 | 649,0 |
| Biocarburantes | 0,0 | 90,0 | 210,0 |
| TOTAL | 876,3 | 1.829,8 | 2.650,7 |
| Aporte de las energías renovables a la demanda de energía primaria de Andalucía | 5,70% | 10,60% | 15,00% |

**Escenario en el año 2006**

| | Situación en Andalucía en el 2006 (paramétrica) | Aporte de la E. R. a la estructura de E.P. en el 2006 (ktep) | Incremento respecto a la situación actual (paramétrica) |
|---|---|---|---|
| Energía solar térmica | 411.552 | 29,3 | 281.000 |
| Energía solar fotovoltaica | 10.500 | 1,5 | 6.882 |
| Energía termosolar | 100 | 86,5 | 100 |
| Energía eólica | 2.700 | 509,9 | 2.554 |
| Energía hidráulica régimen especial | 102 | 12,9 | 24 |
| Energía hidráulica régimen ordinario (excluidas centrales de bombeo) | 476 | 49,1 | 0 |
| Biomasa generación eléctrica | 164 | 407,6 | 113 |
| Biomasa usos finales térmicos | 643 | 643,0 | 5 |
| Biocarburantes | 90 | 90,0 | 90 |
| TOTAL | | 1.829,80 | |

**Escenario en el año 2010**

| | Situación en Andalucía a 31/12/2000 (paramétrico) | Situación en Andalucía a 31/12/2000 (ktep) | Incremento previsto en Andalucía hasta 2010 (paramétrico) | Incremento previsto en España hasta 2010 (paramétrico) | Incremento previsto en España hasta 2010 (ktep) | % incrementos en Andalucía respecto a los nacionales en el 2010 (paramétrico) | Situación en Andalucía en el 2010 (paramétrica) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Energía solar térmica ($m^2$) | 130.552 | 10,2 | 916.000 | 4.500.000 | 309 | 20,4% | 1.046.552 |
| Energía solar fotovoltaica (kWp) | 3.618 | 0,6 | 20.183 | 135.000 | 17,4 | 15,0% | 23.801 |
| Termosolar (MW) | 0 | 0,0 | 230 | 200 | 180 | 115,0% | 230 |
| Energía eólica (MW) | 146,2 | 30,1 | 3.854 | 8.140 | 1.680 | 47,3% | 4.000 |
| Energía hidráulica régimen especial(MW) | 78 | 8,7 | 50 | 720 | 192 | 6,9% | 128 |
| Energía hidráulica régimen ordinario (excluidas centrales de bombeo) (MW) | 476 | 38,0 | 0 | 350 | 60 | 0,0% | 476 |
| Biomasa generación eléctrica (MW) | 51 | 150,7 | 199 | 1.954 | 5.686 | 10,2% | 250 |
| Biomasa usos finales térmicos (ktep) | 638 | 638,0 | 11 | 900 | 1.400 | 1,2% | 649 |
| Biocarburantes (ktep) | 0 | 0,0 | 210 | 500 | 500 | 42,0% | 210 |
| TOTAL | | 876,3 | | | 9.525 | | |

Aporte de las energías renovables a la demanda de energía primaria de Andalucía en el año 2000

Distribución de las energías renovables por tecnologías

Dada la repercusión de la recientemente aprobada Directiva 2001/77/CE se expone a continuación un extracto de la misma, que incluye los objetivos generales e indicativos nacionales, así como un análisis de la situación en la que quedaría Andalucía respecto a los porcentajes de participación de las energías renovables en el sistema de generación eléctrica.

DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

- Objetivo.

  La presente Directiva tiene por objetivo fomentar un aumento de la contribución de las fuentes de energía renovables a la generación de electricidad en el mercado interior de la electricidad y sentar las bases de un futuro marco comunitario para el mismo.

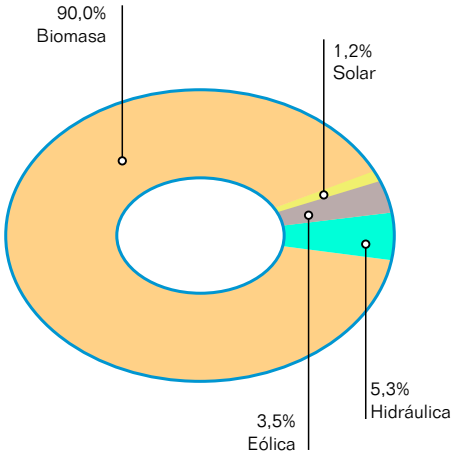
- Objetivos indicativos nacionales.

  1. Los Estados Miembros adoptarán medidas adecuadas para promover el aumento del consumo de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables de conformidad con los objetivos indicativos nacionales mencionados en el apartado 2. Dichas medidas deberán ser proporcionales al objetivo fijado.

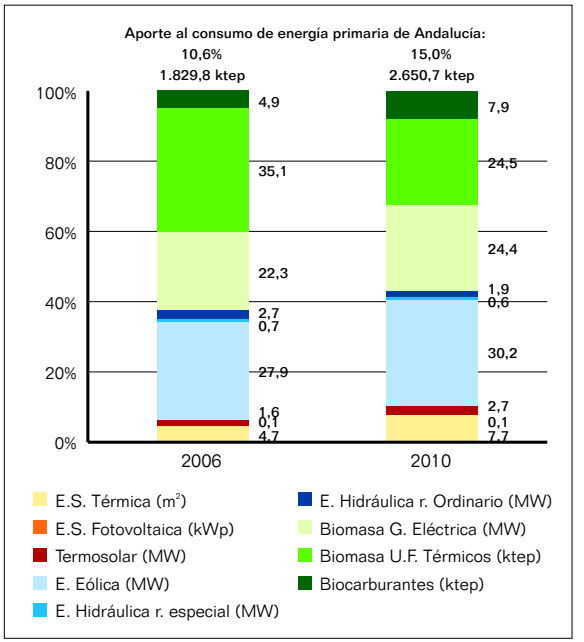
  2. A más tardar el 27 de octubre de 2002 y a partir de entonces cada cinco años, los Estados Miembros adoptarán y publicarán un informe que establezca, para los diez años siguientes, los objetivos indicativos nacionales de consumo futuro de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en términos de porcentaje del consumo de electricidad. Dicho informe describirá asimismo las medidas nacionales adoptadas o previstas para alcanzar estos objetivos indicativos nacionales. Al fijar estos objetivos hasta el año 2010, los Estados Miembros:

     - tendrán en cuenta los valores de referencia que figuran en el anexo,
     - velarán por que dichos objetivos sean compatibles con cualesquiera compromisos nacionales asumidos en el marco de los compromisos en materia de cambio climático aceptados por la Comunidad en virtud del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

  3. Los Estados Miembros publicarán, por primera vez a más tardar el 27 de octubre de 2003 y posteriormente cada dos años, un informe en el que se analice el grado de cumplimiento de los objetivos indicativos nacionales, con consideración, en particular, de los factores climáticos que puedan afectar a la realización de dichos objetivos, y en el que se indique la medida en que las acciones emprendidas son conformes con el compromiso nacional en materia de cambio climático.




Total: 876,3 ktep
Aporte al consumo de energía primaria de Andalucía: 5,7%



*«En Andalucía, la aportación de las energías renovables a la demanda bruta de electricidad pasaría del 7,4% en 1997 al 31,8% en 2010, lo que representa un aumento del 329,7%.»*

*«El seguimiento de la senda propuesta en el Plan supondrá un enorme impulso de las energías renovables, pese a la escasa potencia en gran hidráulica que tiene Andalucía.»*

4. La Comisión, basándose en los informes de los Estados Miembros mencionados en los apartados 2 y 3, evaluará la medida en que:

   - los Estados miembros han avanzado en la realización de sus objetivos indicativos nacionales,
   - los objetivos indicativos nacionales son compatibles con el objetivo indicativo global del 12 % de consumo nacional bruto de energía en 2010 y, en particular, con una parte indicativa del 22,1 % de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el consumo total de electricidad de la Comunidad en 2010.

La Comisión publicará sus conclusiones en un informe, la primera vez a más tardar el 27 de octubre de 2004 y, a partir de entonces, cada dos años. Dicho informe irá acompañado, en su caso, de propuestas al Parlamento Europeo y al Consejo.

Si el informe contemplado en el párrafo segundo concluye que los objetivos indicativos nacionales pueden no ser coherentes, por razones no justificadas y/o no relacionadas con nuevos conocimientos científicos, con el objetivo indicativo global, estas propuestas deberán referirse a objetivos nacionales, pudiéndose incluir objetivos obligatorios, en la forma apropiada.

- Transposición.

Los Estados Miembros adoptarán las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en la presente Directiva a más tardar el 27 de octubre de 2003. Informarán inmediatamente de ello a la Comisión.

En el anexo de la Directiva aparecen los valores de referencia para el establecimiento de los objetivos indicativos nacionales en materia de electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable.

En dicho anexo se pone de manifiesto la situación de España en el año 1997, momento en el que el porcentaje de la generación bruta con energías renovables respecto al consumo bruto de electricidad alcanzaba el 19,9% (la mayor parte proveniente de la gran hidráulica). Este indicador para el año 2010 se establece en un 29,4% en el conjunto nacional, lo que supone un incremento de dicho indicador de un 47,7% respecto a 1997.

Analizando la evolución de la Comunidad Autónoma de Andalucía en el mismo período, y teniendo en cuenta los objetivos perseguidos en el Plan Energético, se pasa de un 7,4% en 1997 a un 31,8% en 2010, lo que representa un aumento de la aportación porcentual de las energías renovables a la demanda bruta de electricidad de un 329,7%.

Estos resultados vienen a confirmar el enorme incremento en participación de las energías renovables que va a suponer el seguimiento de la senda propuesta en el Plan, y dan una idea del gran esfuerzo que representa el cumplimiento de los objetivos planteados, más aun si se tiene en cuenta la escasa potencia en gran hidráulica que tiene Andalucía.

## 5.1.- Energía solar

### 5.1.1.- Antecedentes

Las fuentes energéticas primarias de carácter renovable son aquellas cuya disponibilidad se repite en el tiempo según períodos de tiempo fijos o variables y en cantidades no necesariamente constantes. Ejemplos típicos son la energía solar, la eólica, la hidráulica, la biomasa, etc.

Este capítulo se centra en los sistemas que aprovechan la energía solar mediante transformación directa de ésta en energía térmica de baja temperatura y en energía eléctrica, y de aquellas que transforman la energía eólica mediante sistemas de pequeña potencia.

### 5.1.2.- Objetivos

#### Energía Solar Térmica a Alta Temperatura

La Junta de Andalucía apuesta decididamente por la generación de electricidad mediante instalaciones solares a alta temperatura.

El elevado nivel de insolación de Andalucía, la existencia en nuestra región de la Plataforma Solar de Almería, la cual ha reportado hasta la fecha una gran experiencia adquirida en estas técnicas, así como la existencia de varios proyectos empresariales dispuestos a hacer realidad estas iniciativas, hacen que Andalucía esté en condiciones muy ventajosas para liderar esta tecnología en Europa y pueda asimismo exportar estos proyectos a otros países.

Los objetivos planteados en este área se cifran en la instalación de 100 MW en el período de vigencia del Plan, y 230 MW en el horizonte del año 2010.

Esta potencia eléctrica a conseguir mediante la radiación solar a media y/o alta temperatura podrá obtenerse a partir de centrales «solo solar» o a través de centrales híbridas con otras formas de energía renovables o convencional (preferentemente gas natural en este último caso).

En cualquier caso, la ejecución de la potencia prevista estará condicionada por la cuantía de las primas y por las ayudas directas a la inversión que para este caso concreto se establezcan por parte del Gobierno Central.

En el período de vigencia del PLEAN, los responsables de su ejecución promoverán, en colaboración con las empresas y otras entidades andaluzas interesadas, la realización de una central híbrida SOL-GAS (también se puede incluir en este caso la biomasa como energía a utilizar) con una potencia máxima de 50 MW en alguna zona del territorio andaluz, procurando el aprovechamiento del potencial de I+D y la experiencia acumulada en los últimos veinte años por los grupos de investigación y las empresas andaluzas, en particular gracias a la experiencia en nuestro territorio del mayor y mejor centro de I+D de esta especialidad solar en Europa.

#### Energía Solar Térmica a Baja Temperatura

Los objetivos mínimos que para este tipo de instalaciones se plantean alcanzar para el año 2010 es la instalación en el periodo 2000-2010 de 936.000 $m^2$.

La distribución anual prevista de instalaciones, en miles de metros cuadrados de captadores solares térmicos planos, es la siguiente:

*«La Junta de Andalucía apuesta decididamente por la generación de electricidad mediante instalaciones solares a alta temperatura.»*

*«Los objetivos planteados en energía solar térmica a alta temperatura se cifran en la instalación de 100 MW en el período de vigencia del Plan, y 230 MW en el horizonte del año 2010.»*

*«Los objetivos mínimos para energía solar fotovoltaica y microeólica, en instalaciones aisladas, y para las fotovoltaicas conectadas a la red, son el alcanzar los 4,3 y 16,4 MWp, respectivamente, en 2010.»*

| Año | x 1.000 m² |
|---|---|
| 2000 | 20 |
| 2001 | 32 |
| 2002 | 35 |
| 2003 | 40 |
| 2004 | 47 |
| 2005 | 56 |
| 2006 | 71 |
| 2007 | 92 |
| 2008 | 123 |
| 2009 | 172 |
| 2010 | 248 |

Según los datos anteriores, los incrementos por periodos son los que se indican a continuación:

| Instalaciones | m² | Aportación porcentual |
|---|---|---|
| Hasta 1999 | 111.000 | 10,6 |
| 2000 – 2006 | 301.000 | 28,7 |
| 2007 – 2010 | 635.000 | 60,7 |
| TOTAL | 1.047.000 | 100,0 |

Alcanzar este objetivo supondría:

- Pasar del 2,5 % al 25 % del mercado potencial.
- Participar con el 22% en los objetivos nacionales.
- Incrementar el índice m²/1000 hab. de 14 actual a 142.

## Energía Solar Fotovoltaica y Microeólica

*Instalaciones aisladas*

Los objetivos mínimos que, para este tipo de instalaciones, se plantean alcanzar para el año 2010 es la instalación en el periodo 2000-2010 de 4,3 MWp.

En las previsiones se incluyen las instalaciones eólicas de pequeña potencia.

La distribución anual de instalaciones, en kW de potencia eléctrica, es:

| Año | kW |
|---|---|
| 2000 | 225 |
| 2001 | 671 |
| 2002 | 509 |
| 2003 | 427 |
| 2004 | 384 |
| 2005 | 362 |
| 2006 | 351 |
| 2007 | 346 |
| 2008 | 344 |
| 2009 | 344 |
| 2010 | 344 |

Según los datos anteriores, los incrementos por períodos son los que se indican a continuación:

| Instalaciones | kW | Aportación porcentual |
|---|---|---|
| Hasta 1999 | 3.147 | 42,2 |
| 2000 – 2006 | 2.930 | 39,3 |
| 2007 – 2010 | 1.377 | 18,5 |
| TOTAL | 7.454 | 100,0 |

De acuerdo con lo anterior, alcanzar esta cifra supondría cubrir el 20,4% de los objetivos nacionales en 2010.

*Instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.*

Los objetivos mínimos que, para este tipo de instalaciones, se plantean alcanzar para el año 2010 es la instalación en el período 2000-2010 de 16,4 MWp.

La distribución anual de instalaciones, en kW de potencia eléctrica, es:

| Año | kW |
|---|---|
| 2000 | 50,0 |
| 2001 | 109,0 |
| 2002 | 478,6 |
| 2003 | 604,6 |
| 2004 | 771,6 |
| 2005 | 979,6 |
| 2006 | 1.234,6 |
| 2007 | 2.337,0 |
| 2008 | 2.727,0 |
| 2009 | 3.224,0 |
| 2010 | 3.870,0 |

Según los datos anteriores, los incrementos por períodos son los que se indican a continuación:

| Instalaciones | kW | Aportación porcentual |
|---|---|---|
| Hasta 1999 | 238 | 2,2 |
| 2000–2006 | 4.228 | 25,8 |
| 2007–2010 | 12.158 | 72,0 |
| TOTAL | 16.386 | 100,0 |

De acuerdo con lo anterior, alcanzar esta cifra supondría cubrir el 15% de los objetivos nacionales en 2010.

Previsión del mercado.
Instalaciones solar térmica



Previsión del mercado.
Instalaciones aisladas



Previsión del mercado.
Instalaciones conectadas



## 5.1.3.- Estrategia para alcanzar los objetivos

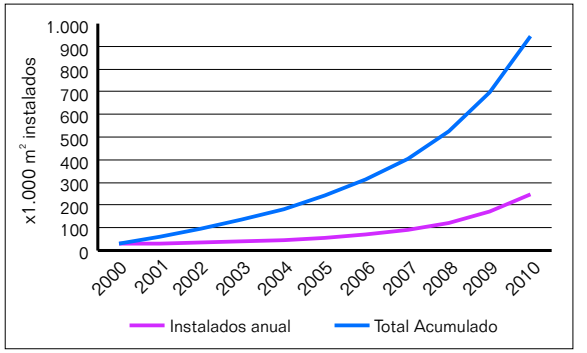
La promoción de las energías renovables contempladas en este capítulo serán tanto más efectivas cuanto más se conozca el nivel tecnológico de las diversas aplicaciones a utilizar, y dependerá fuertemente de la situación socioeconómica de la colectividad a la que vaya dirigida así como de la formación previa de dicha colectividad. En este sentido, se comentan a continuación las fases comúnmente empleadas en estas labores de promoción:

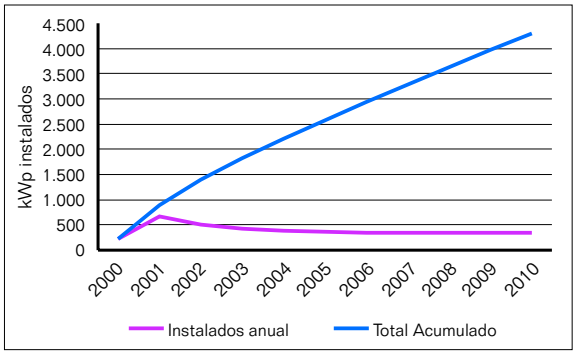
- Impulso y consolidación:
  - Difusión, formación e información
  - Legislación y normalización
- Órdenes de subvención
- Programas integrales de promoción

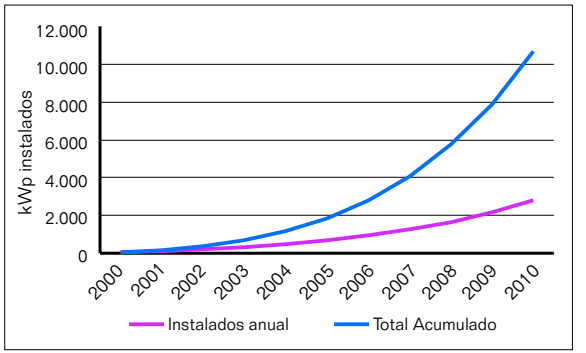
El mecanismo exclusivo de ordenes de subvención da lugar a desarrollos puntuales de este tipo de instalaciones pero no crean un mercado estable y maduro, con lo que la permanente ayuda de la administración se hace necesaria mantenerla en el tiempo.

Cuando se aplican programas integrales de promoción se alcanza el objetivo de crear un mercado estable, el modelo PROSOL se ha mostrado muy adecuado para el desarrollo de instalaciones de energías renovables, tanto es así, que muchas otras autonomías y el estado han tomado los fundamentos de este programa en el diseño de sus políticas de promoción.

El planteamiento básico del programa se centra en una idea clave cual es la financiación por parte de la Administración Pública de los intereses generados por



*«La Junta de Andalucía, a través de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, prevé como mínimo ampliar la vigencia del Programa PROSOL hasta el año 2006, haciéndola coincidir con el V Programa Marco de la Unión Europea (2000–2006).»*

las operaciones de nuevas instalaciones de energías renovables (solar térmica, fotovoltaica y eólica de pequeña potencia), ofreciendo soluciones económicas vía subvención al problema planteando por la gran inversión inicial que estos sistemas exigen.

Esta idea básica va encaminada a servir de ayuda en la adquisición de sistemas de pequeña entidad en unidades familiares y de acelerar los plazos de amortización en los grandes sistemas.

En este sentido, no sólo se contempla los recursos destinados a la financiación de instalaciones, sino que se considera toda una serie de medidas de acompañamiento al programa, con objeto de realizar un programa integral, tales como:

- Campaña de difusión y de concienciación ciudadana.
- Formación de nuevas empresas instaladoras.
- Descentralización de servicios.
- Informatización de los servicios.
- Apoyo al desarrollo industrial de nuevos sistemas.
- Creación del servicio de asesoramiento a promotores y proyectistas.
- Puesta en marcha de programas de investigación, desarrollo, información y demostración (I+D+I+D).

El grado de cumplimiento de objetivos ha sido prácticamente el 100% en todos los tipos de instalaciones, siendo más significativo el importante número de solicitudes recibidas en el caso de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

Algunos hechos relevantes producidos durante la marcha del programa , han sido:

El Programa fue distinguido con el premio al Mejor Programa Regional de Fomento de Las Energías Renovables, en el marco de la Campaña de Despegue promovida por la Comisión Europea (Take off), y con el premio nacional a la Mejor Iniciativa Pública de Apoyo a las Empresas en sus Actividades de Protección al Medio Ambiente en la convocatoria del premio Empresa y Medio Ambiente de 1999.

Siguiendo el esquema de PROSOL, la Comunidad Autónoma de Canarias (PROCASOL) y el Reino de Marruecos (PROMASOL) promocionan instalaciones de energías renovables. Otros programas de fomento autonómicos y nacional, también incorporan (totalmente o en parte) los conceptos básicos del Programa PROSOL.

Adicionalmente a los objetivos alcanzados, más de 150 empresas integran el sector de la energía solar en Andalucía, generando más de 500 empleos directos.

Se ha mejorado notablemente la calidad de las instalaciones, al tiempo que se han reducido los costes.

La Junta de Andalucía, a través de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, prevé como mínimo ampliar la vigencia del Programa hasta el año 2006, haciéndola coincidir con el V Programa Marco de la Unión Europea (2000–2006).

### Estrategia de futuro

De cara al futuro y debido a la gran demanda que sobre este tipo de instalaciones se ha producido, es preciso realizar algunas consideraciones para los próximos años.

Un programa de promoción de este tipo exige un esfuerzo económico importante por parte de la administración. Con el fin de alcanzar los objetivos propuestos, las ayudas deben ir reduciéndose a medida que se alcancen los objetivos anuales y se debe complementar esta reducción de ayudas con acciones complementarias basadas en acciones de difusión y acciones legislativas.

En este sentido, la situación actual del Programa PROSOL, los objetivos planteados, las circunstancias que rodean a los agentes implicados en este sector, las barreras existentes, establecen las acciones que complementan y mejoran el modelo actual.

Es necesario ir preparando el entorno con objeto de que el mercado alcance un nivel de desarrollo que permita que la acción de fomento de la administración se centre en la concienciación social y en acciones legislativas y abandonando las políticas subvencionadoras.

En esta línea es preciso que se acometan en los próximos años las siguientes acciones:

1. PROGRAMA PROSOL . Prolongación del mismo hasta el 2006, pero actuando en:
    - Coordinación con otras administraciones.
    - Mantenimiento de la evolución del mercado.
    - Cambio en el modelo técnico-administrativo del programa, simplificándolo significativamente.
    - Adaptación de las ayudas, como consecuencia del abaratamiento de las instalaciones que supondrá su fabricación masiva, de acuerdo con el gran incremento de instalaciones previsto para alcanzar los objetivos marcados en el PLEAN.
    - Acciones en calidad.
        - Certificación de durabilidad.
        - Empresas acreditadas con sello de calidad PROSOL.
2. Acciones legislativas.
    - Obligatoriedad de instalaciones solares en viviendas de promoción pública y privada.
    - Obligatoriedad de instalaciones de energía solar en edificios públicos y en el sector hotelero.
    - Ordenanzas Municipales de aplicación de energías renovables.
3. Acciones de difusión y formación
    - Campaña de difusión y de concienciación ciudadana.
    - Formación de profesionales del sector.
    - Asesoramiento a promotores y proyectistas.
4. Acciones industriales y tecnológicas
    - Programa de acciones de desarrollo tecnológico.
    - Desarrollo industrial de nuevos sistemas
    - Realización de nuevos ensayos y medidas
    - Participación en la normalización Europea y Nacional

*«Es necesario ir preparando el entorno con objeto de que el mercado alcance un nivel de desarrollo que permita que la acción de fomento de la administración se centre en la concienciación social y en acciones legislativas, abandonando las políticas de subvención.»*

*«En la actualidad, la biomasa es la energía renovable que más aporta al conjunto de todas las renovables en Andalucía, acaparando el 90% del total. En este caso, los usos térmicos suponen 638.000 tep, mientras que para generación eléctrica, se emplean 150.000 tep, repartidos en diez plantas de generación.»*

## 5.2.- Biomasa

### 5.2.1. Introducción

La biomasa se encuadra dentro de las energías renovables pudiéndose definir como «el conjunto de materia orgánica de origen vegetal o animal». Según lo anterior, la biomasa engloba a la fracción biodegradable de los productos orgánicos (industriales, municipales, ganaderos), residuos agrícolas (vegetales y animales), forestales y las industrias derivadas del sector agrícola y forestal.

Dentro de los diferentes procesos de conversión energética de la biomasa, para el presente Plan Energético se han considerado los siguientes:

- Generación de energía eléctrica. Es decir, utilización de biomasa para generar energía eléctrica en plantas de vapor en ciclo simple, o mediante procesos de gasificación o biodigestión de la misma. Como complementaria de este uso de la biomasa se pueden considerar sistemas híbridos con otras formas de energías renovables (solar térmica de media y/o alta temperatura) y/o convencionales, sobre todo gas natural.

- Usos térmicos finales. En este caso, la biomasa se emplearía como combustible para generar un fluido térmico (agua caliente, vapor) que sería utilizado en algún proceso industrial, para producción de agua caliente o para calefacción. Al igual que en el punto anterior, el uso de sistemas híbridos tendría cabida en este aprovechamiento de la biomasa.

- Producción de biocarburantes. También puede utilizarse biomasa para producir un combustible líquido sustitutivo de la gasolina o el gasóleo.

A continuación se realiza un análisis de la situación actual de la biomasa en Andalucía, el potencial de la misma, así como los objetivos energéticos previstos, las inversiones necesarias, así como las necesidades de financiación de las instalaciones propuestas.

### 5.2.2.- Situación actual

En la actualidad, la biomasa es la energía renovable que más aporta al conjunto de todas las renovables en Andalucía, acaparando el 90% del total. En este caso, los usos térmicos suponen 638.000 tep, mientras que para generación eléctrica, se emplean 150.000 tep, repartidos en diez plantas de generación.

Por tipos de biomasa, destaca en la actualidad la procedente de la industria oleícola, fundamentalmente en forma de orujillo. Asimismo, debe indicarse el consumo de residuos de industrias agrícolas, como la cáscara de almendra, los residuos del proceso de manufactura del algodón y del corcho, así como el bagazo de caña de azúcar.

### 5.2.3.- Producción de energía eléctrica con biomasa

La realización de plantas de generación eléctrica con biomasa está sujeta a diferentes condicionantes; en primer lugar es necesario asegurar el abastecimiento del combustible, además de contar con un marco estable y suficiente de remuneración de la energía producida y ayudas a la inversión que rentabilicen las inversiones a efectuar.

Existen diferentes tipos de tecnologías aptas para su utilización para la conversión energética de la biomasa, no obstante no todas tienen el mismo grado de madurez. No sólo este estado tecnológico influye en la rentabilidad de las plantas, sino que una cuestión muy impor-

tante es el tipo de biomasa, ya que existen algunas biomasas que por su alto coste de obtención no hacen aceptable económicamente su utilización, caso por ejemplo en la actualidad de los residuos forestales. En estos casos habría que estudiar la promoción de estos cultivos a través de ayudas que se canalicen desde la Administración al sector agrario (ayudas a la implantación de cultivos energéticos, ayudas a la producción, etc.).

Por estos motivos, es necesario realizar un estudio en función de la magnitud de la planta y su tecnología y el precio de obtención de la biomasa.

Actualmente son los ciclos de vapor los que cuentan con un mayor grado de madurez, y servirán de base para la realización de los análisis económicos que en este apartado se llevarán a cabo. No obstante es necesario considerar otras tecnologías a la hora de plantear ayudas a la inversión, como por ejemplo la gasificación, por contar ésta con numerosas ventajas (mejores rendimientos, posibilidades de realización de plantas de pequeña escala que posibilitaría el uso de biomasa puntuales, producción de calor, etc.) y los ciclos combinados con aportación de calor generado a partir de biomasa en la parte Rankine del ciclo.

El objetivo del presente Plan energético es lograr en el 2010 una potencia instalada en biomasa de 250 MW, alcanzando la cifra de 164 MW en el año 2006.

Se plantean un total de 24 instalaciones con una potencia media de 10,4 MW, la biomasa que se utilizará en la mayoría de las plantas procederá del sector oleícola, fundamentalmente de la obtención de aceite de oliva (orujo y orujillo).

Debido a la importancia de la agricultura energética para el desarrollo futuro de esta energía renovable, es conveniente iniciar en Andalucía una apuesta por esta cultura. Además estos cultivos suponen para el agricultor el mantenimiento de su actividad y por tanto de su renta. Así se han planteado la posibilidad de instalar dos plantas de 10 MW similares a las que se están realizando en otras Comunidades Autónomas.

Asimismo, y dado el mayor coste de obtención de los cultivos energéticos 0,009 euros/termia (1,5 pta/te) es necesario contar con ayudas mayores para rentabilizar la inversión, en un entorno del 50 %. Cabría la posibilidad de analizar las ayudas que desde el sector de agricultura de la Administración se podrían obtener (ayudas a la implantación de cultivos, ayudas medioambientales, producción, etc.). No obstante, al ser difícil en estos momentos contemplarlas, se ha optado en este estudio por calcular la ayuda a la inversión necesaria.

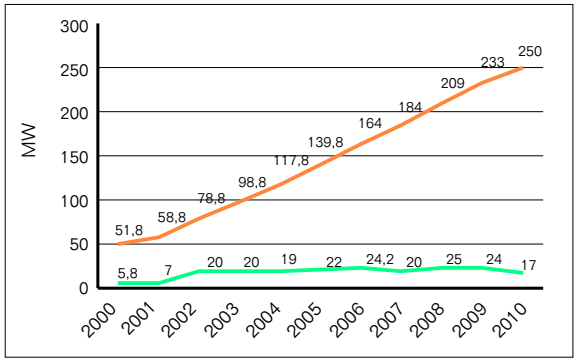
En lo que se refiere a las ayudas necesarias para rentabilizar las inversiones, debe indicarse que la biomasa disponible actualmente en Andalucía, principalmente orujillo, poda de olivar y residuos del cultivo del algodón, tiene un precio de obtención medio de 0,006 euros/termia (1 pta/te). Con estas condiciones se puede indicar que la potencia de referencia se ha tomado en el mismo orden que la propuesta anual de plantas para cumplir los objetivos del Plan, no se ha tenido en cuenta el año 2000 al estar estas plantas ya en funcionamiento.

Como conclusión cabe decir que las ayudas necesarias para rentabilizar las inversiones son función del tipo de biomasa disponible, la tecnología empleada y la magnitud de las plantas.

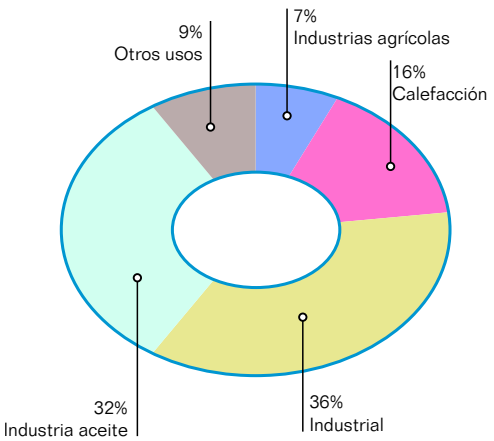
Evolución prevista de la potencia eléctrica instalada con biomasa

La ayuda media para las plantas propuestas es de 244.612 euros/MW. Hay que hacer hincapié en la nece-

*«El objetivo del presente Plan energético es lograr en el 2010 una potencia instalada en biomasa de 250 MW, alcanzando la cifra de 164 MW en el año 2006.»*



*«Para el año 2010 se prevé que el consumo de biomasa para usos térmicos se eleve hasta 649.000 tep... Para ello será necesario la adopción en Andalucía de un Programa de Promoción de Uso de la Biomasa - Probiomasa.»*




sidad de aumentar las primas destinadas para la biomasa para que los objetivos de este Plan sean alcanzables.

## 5.2.4.- Producción de energía térmica con biomasa

### Situación actual y evolución futura: objetivos Plan Energético

En Andalucía existe actualmente un consumo de energía primaria para usos térmicos de biomasa de 638.000 tep, desglosados como se indica en la gráfica.


Consumo de energía primaria para usos térmicos de biomasa

El consumo de la industria del aceite de orujo está experimentando una transformación y se comienzan a realizar instalaciones de cogeneración que liberará parte del orujillo consumido en la actualidad. Así se espera que el consumo de 200.000 tep/año de biomasa consumida se transformen en 170.000 tep/año, esta diferencia irá destinada a la generación eléctrica, además de todo el excedente actual que es consumido por otras industrias. Esto posibilitará el uso de otros tipos de biomasa para sustituir al orujillo actual, pero en ninguno de los casos supondrá un descenso del uso de biomasa global de la región.

Para el año 2010 se prevé que el consumo de biomasa para usos térmicos se eleve hasta 649.000 tep. Para alcanzar este objetivo aproximadamente unos 40.000 tep/año deberán ser suministrados mediante el uso en calefacción de instalaciones de uso terciario, doméstico y otras industrias. Para ello será necesario la adopción en Andalucía de un Programa de Promoción de Uso de la Biomasa - Probiomasa.

### Probiomasa

La misión de este Programa será el fomento de la energía de la biomasa para usos finales térmicos mediante la ayuda a la inversión de las instalaciones. En este caso se prestará especial atención al desarrollo de instalaciones híbridas con otras energías renovables, tales como la biomasa en conjunción con la solar térmica.

Las instalaciones que mejor se adaptan a este tipo de consumo son:

- Instalaciones deportivas: piscinas climatizadas
- Calefacción y agua caliente sanitaria en instalaciones escolares
- Calefacción y agua caliente sanitaria en residencias de ancianos
- Calefacción y agua caliente sanitaria de hoteles y alojamientos rurales
- Calefacción de edificios públicos
- Calefacción y agua caliente sanitaria centralizadas de viviendas
- Calefacción de viviendas unifamiliares
- Calefacción y agua caliente sanitaria distribuida para uso doméstico e industrial
- Producción de calor para procesos industriales
- Calefacción de instalaciones agropecuarias

El Programa deberá tener diferentes líneas de trabajo que posibiliten lograr los fines mencionados:

- Difusión de las tecnologías y posibilidades energéticas de la biomasa
- Acreditación de la mejor tecnología disponible: credibilidad en cuanto a los rendimientos energéticos y usos energéticos
- Programa de despegue para instalaciones destinadas a usos públicos
- Programa general para instalaciones destinadas a usos privados
- Análisis de una red logística de distribución que garantice el suministro de combustible biomásico en cantidad y calidad.

El programa prevé la incorporación de 41.535 tep en el año 2006 con una inversión global de 8.000 millones de pesetas (48 millones de euros) para el período 2001-2006 y una ayuda estimada de 3.000 millones de pesetas (18 millones de euros).

### 5.2.5.- Biocarburantes

La utilización de los biocarburantes acarrea numerosas ventajas: energéticas, agrícolas, medioambientales y socioeconómicas. La puesta en marcha de esta industria en Andalucía aseguraría la posibilidad de continuar con su actividad a un gran número de agricultores, y por otra parte permitiría obtener combustibles ecológicos.

Asimismo, es de destacar la posibilidad de recuperar aceites vegetales usados (fritos) como materia prima para la obtención de biodiésel. En este caso, es preciso añadir una etapa de acondicionamiento previo del aceite usado (filtrado) al proceso industrial empleado para un aceite vegetal procedente de semillas. El uso de aceites usados es un procedimiento que cuenta con algunas iniciativas industriales ya planteadas en la región, y supondría una reducción del impacto ambiental originado por el vertido de estos aceites a la red de saneamiento público, debido a su alta Demanda Química de Oxígeno (DQO).

La Unión Europea ha establecido una directiva para la promoción del uso de los biocarburantes para transporte (COM(2001)547, de 7 de noviembre de 2001). Esta directiva obliga a los Estados Miembros a incorporar a los carburantes usados para el transporte un 2% de biocarburantes con fecha el 31 de diciembre de 2005, e ir incrementando esta cantidad en años sucesivos: 2005 (2 %), 2006 (2,75%), 2007 (3,5 %), 2008 (4,25 %), 2009 (5 %) y 2010 (5,75 %). Asimismo se ha autorizado a los Estados Miembros a reducir los impuestos (excluido el IVA) de los hidrocarburos hasta el 50 % del establecido para los combustibles fósiles. En el caso de transporte público y oficial no será de aplicable este porcentaje, pudiéndose por tanto aplicar reducciones mayores.

La Directiva establece un período para adaptar las normas de cada uno de los Estados Miembros a lo indicado en la misma hasta el 31 de diciembre de 2004.

Los biocarburantes considerados en la directiva son: bioetanol, biodiesel, biogas, biometanol, biodimetileter, biooil y bioETBE.

Hasta el momento países como Francia, Alemania, Italia o Austria han desarrollado esta industria y se han colocado a la cabeza de la producción mundial. Se cree necesario, y aprovechando este Plan Energético, que Andalucía esté en posición de poder competir con otras regiones europeas. No se puede olvidar que esta Comunidad Autónoma cuenta con la materia prima óptima para la fabricación de biocarburantes: oleaginosas y una importante cantidad de aceites fritos

*«La utilización de los biocarburantes acarrea numerosas ventajas: energéticas, agrícolas, medioambientales y socioeconómicas. La puesta en marcha de esta industria en Andalucía aseguraría la posibilidad de continuar con su actividad a un gran número de agricultores, y por otra parte permitiría obtener combustibles ecológicos.»*

*«En este Plan Energético se plantea la necesidad de introducir en la estructura energética de Andalucía el equivalente en biocarburantes de 90.000 tep/año (año 2006) pasando a 210.000 tep/año (247.065 toneladas/año) para el año 2010.»*

*«Andalucía es una región con gran recurso eólico. La gran extensión de su costa, así como sus amplias zonas de montaña, permiten encontrar áreas a lo largo de toda su geografía con unas características climatológicas adecuadas para el aprovechamiento energético del viento.»*

usados, debido a la tradición culinaria existente (para el caso del biodiesel) y cereales (caso del bioalcohol).

En este Plan Energético se plantea la necesidad de introducir en la estructura energética de Andalucía el equivalente en biocarburantes de 90.000 tep/año (año 2006) pasando a 210.000 tep/año (247.065 toneladas/año) para el año 2010.

Los principales inconvenientes que limitan el desarrollo de esta industria son el precio de la materia prima, cuando procede de semilla, y la inversión inicial para adaptar el proceso industrial si se emplean aceites usados. Para lograr la implantación y desarrollo de esta fuente natural de energía, seria conveniente contar con medidas como:

- Ayudas a la inversión para la recuperación de aceites vegetales usados, en la industria de los Biocarburantes.
- Exención de impuestos sobre los hidrocarburos de origen vegetal.
- Ayudas a la implantación de cultivos energéticos.

## 5.3.- Energía eólica

### 5.3.1.- Introducción

Andalucía es una región con gran recurso eólico. La gran extensión de su costa, así como sus amplias zonas de montaña, permiten encontrar áreas a lo largo de toda su geografía con unas características climatológicas adecuadas para el aprovechamiento energético del viento.

Existen además determinadas comarcas en las que, debido a sus especiales condiciones, el recurso eólico se extiende a superficies de gran extensión, permitiendo la concentración de gran número de instalaciones eólicas en ellas.

No obstante, la instalación de parques eólicos debe ser ordenada para la optimización del aprovechamiento del recurso, atendiendo a restricciones tales como los trazados de las redes eléctricas, la distribución de los centros de transformación, las capacidades de estas infraestructuras, los usos del suelo y sus limitaciones, y el interés público en general.

### 5.3.2.- Evolución de la potencia instalada

A 31 de diciembre de 2000, la potencia eólica instalada en Andalucía sumaba un total de 146,2 MW. Gran parte de esta potencia, 113,2 MW, están instalados en el sur de Cádiz, en el término municipal de Tarifa, siendo el resto de la potencia la correspondiente a un parque de 19,8 MW en Casares (Málaga) y otro de 13,2 MW en el término municipal de Énix (Almería). Esta potencia representa en la actualidad un bajo porcentaje del total nacional (6,8%), sobre todo si se tiene en cuenta que Andalucía fue la región española pionera en esta tecnología energética.

Las causas de este menor nivel de instalación de parques eólicos en Andalucía podrían resumirse en:

- La insuficiencia de las redes eléctricas y centros de transformación actuales, diseñados para la distribución a zonas rurales, para la evacuación de potencia en las comarcas de mayor recurso.
- La necesaria cautela en la concesión de autorizaciones administrativas a los promotores de parques eólicos, ante los conflictos que podrían surgir con otros intereses, tales como la conservación del medio natural y otros.

Ante los posibles conflictos señalados, debe tenerse en cuenta los beneficios que las instalaciones eólicas suponen para Andalucía a un nivel medioambiental, social y económico, a través de las inversiones que por su potencial le corresponden y por el valor añadido que las instalaciones eólicas distribuyen en el ámbito local y regional.

### 5.3.3.- Previsiones de potencia en el período del plan

Es conocida la limitación técnica del sistema eléctrico nacional, que no puede admitir una cantidad ilimitada de energía eléctrica de origen eólico, debido principalmente al carácter aleatorio de su producción (se produce cuando sopla el viento). Aunque aún no ha sido especificado, se estima, en un escenario conservador, que la energía que el organismo regulador podría aceptar de estas fuentes se encuentra en torno al 10% del consumo eléctrico nacional. Esto supondría una limitación de potencia eólica instalada alrededor de los 10.000 MW en el conjunto de España.

Las instalaciones eólicas en España sumaron a finales del 2000 más de 2.400 MW, frente a los 1.100 MW de finales de 1999. Este ritmo hace prever un rápido acercamiento a los límites anteriormente expuestos, pudiéndose esperar propuestas para la desaceleración de las instalaciones a partir de los años 2005-2006. Ante esta situación se hace imprescindible el establecimiento de las medidas adecuadas para el ajuste de la capacidad productiva de energía eólica al potencial existente en Andalucía antes de que se limiten, de una u otra forma, la ejecución de estas instalaciones.

En este sentido, el Plan Energético de Andalucía 2003 -2006 (PLEAN 2003-2006) propone un objetivo de 2.700 MW instalados en el año 2006, y 4.000 MW instalados en el año 2010. Para tal fin se articularán desde la Administración Pública las medidas adecuadas que permitan superar los obstáculos antes señalados, definiendo los criterios para las autorizaciones administrativas a parques eólicos y facilitando el acceso a la red eléctrica, a través de la ampliación y mejora de la misma, especialmente en las comarcas de mayor concentración eólica.

La progresión esperada de la instalación de potencia eólica en Andalucía se representa en la siguiente tabla:

| | **kW** |
|---|---|
| Instalado 31/12/2000 | 146,2 |
| Año 2001 | 24,0 |
| Año 2002 | 157,0 |
| Año 2003 | 705,0 |
| Año 2004 | 750,0 |
| Año 2005 | 530,8 |
| Año 2006 | 387,0 |
| Acumulado año 2006 | 2.700,0 |

Esta potencia conllevaría una producción de energía en el año 2006 en torno a los 6.345 GWh (unas 2.350 horas anuales equivalentes).

Aunque no se han realizado prospecciones de recurso por parte de la Administración, la presión de los promotores en determinadas zonas hace evidente cuáles son las comarcas de mayor recurso eólico y dónde se prevén las mayores concentraciones de parques eólicos.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las instalaciones solicitadas en Andalucía hasta diciembre de 2000, y una previsión de la potencia instalada en diferentes comarcas, según las estimaciones realizadas.

*En energía eólica «el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 propone un objetivo de 2.700 MW instalados en el año 2006, y 4.000 MW para 2010.»*

*«Esta potencia conllevaría una producción de energía en el año 2006 en torno a los 6.345 GWh (unas 2.350 horas anuales equivalentes).»*

**Solicitudes en el 2001 y previsión de potencia eólica instalada en el año 2010**

| Provincia | Solicitudes (MW) | Zonificación | Potencia estimada (MW) |
|---|---|---|---|
| Almería | 3.647 | Total Almería | 720 |
| | | Campo de Níjar | 40 |
| | | Filabres – Nacimiento | 400 |
| | | Las Estancias – Norte | 250 |
| | | Otros | 30 |
| Cádiz | 2.237 | Total Cádiz | 1.200 |
| | | Tarifa y prox. | 575 |
| | | Janda y prox. | 450 |
| | | Otros | 175 |
| Córdoba | 0 | Total Córdoba | 20 |
| | | Sierra Sur | 20 |
| Granada | 6.607 | Total Granada | 765 |
| | | Loja – Alhama | 80 |
| | | Guadix | 325 |
| | | Baza – Huescar | 200 |
| | | Motril – Guajares – Contraviesa | 60 |
| | | Resto | 100 |
| Huelva | 466 | Total Huelva | 50 |
| | | El Granado | 50 |
| Jaén | 213 | Total Jaén | 75 |
| | | Guadiana Menor - Sierra del Trigo | 75 |
| Málaga | 2.532 | Total Málaga | 1.000 |
| | | Antequera – Guadalteba | 700 |
| | | Gaucín-Casares | 75 |
| | | Otros | 225 |
| Sevilla | 718 | Total Sevilla | 170 |
| | | Comarca Osuna - Sierra Sur | 100 |
| | | Otros | 70 |
| TOTAL | 16.419 | | 4.000 |

Las cifras anteriores podrían verse incrementadas con la realización de parques eólicos off shore. El desarrollo de esta tecnología en los últimos años ha permitido que estas instalaciones se hayan convertido en una seria alternativa a tener en cuenta en el ámbito del fomento de las energías renovables.

Según los estudios de algunos promotores, la costa atlántica andaluza cuenta con áreas idóneas para la ejecución de proyectos off shore, tanto por recurso como por profundidad y características de los fondos, que podrían albergar una potencia notable en los próximos años.

### 5.3.4.- Infraestructuras necesarias y actuaciones de apoyo

A la vista de esta distribución, queda patente la necesidad de mejorar la infraestructura eléctrica, especialmente en cuatro zonas por su elevada concentración de instalaciones:

- Tarifa
- La Janda
- Antequera - Guadalteba
- Huéneja - Guadix

En el caso de Tarifa ya se ha encontrado una solución de evacuación, a través de una nueva línea de 400 kV que utilizará los apoyos de la línea Pinar del Rey - Estrecho. En este punto se podrían evacuar hasta 750 MW.

En la comarca de La Janda existe un proyecto en ejecución de una línea de 220 kV, conectada a la línea Pinar del Rey – Don Rodrigo. Esta línea, con capaci-

dad para un máximo de 250 MW, será insuficiente para la evacuación del conjunto de la potencia prevista en la zona. Una alternativa a esta línea sería la evacuación a 400 kV en la subestación prevista al sur de Arcos de la Frontera.

Para la zona de Antequera – Guadalteba existen dos soluciones de evacuación, que en función de la potencia final instalada se podrán utilizar como alternativas o de forma simultánea. Estas soluciones son la subestación de 400 kV de El Tajo de la Encantada (máximo de 375 MW), y una nueva línea prevista de 400 kV Arcos de la Frontera – Lucena. Esta segunda infraestructura podrá atender, además, a las promociones propuestas en la zona de Osuna (sur de Sevilla), con una capacidad máxima en torno a los 500 MW, compartida con la potencia eólica que se conectase en Arcos.

Para la zona de Huéneja – Guadix, la única solución de evacuación será a través de la línea de 400 kV Caparacena – Litoral. Esta línea admitirá un máximo de 375 MW, lo que supone un límite para las instalaciones en la zona de las Hoyas de Baza y Guadix, y de las áreas colindantes de Almería con recurso.

Otras zonas de menor concentración también requieren actuaciones preferentes, debido a la muy escasa infraestructura eléctrica existente en su entorno.

En el caso de la puesta en marcha de los proyectos off shore mencionados en el apartado anterior, habría que prever la evacuación de la energía generada a través del territorio andaluz.

Las previsiones realizadas en este documento se basan en la tecnología de aerogeneradores actualmente disponible y en los prototipos en desarrollo, que presentan gamas de potencia unitaria entre 600 kW y 2.000 kW. No obstante, el sector eólico ha mostrado en los últimos años un alto dinamismo, especialmente en los aspectos tecnológicos. Avances en los sistemas o mejoras en eficiencias y reducciones en costes por aplicación de nuevos materiales podrían suponer una variación en las condiciones del mercado que afectasen de forma importante a las bases de las estimaciones aquí presentadas.

En referencia al desarrollo tecnológico, es importante señalar que el gran número de instalaciones eólicas en España ha tenido un efecto de arrastre sobre la tecnología nacional, encontrándose los tecnólogos españoles, en la vanguardia mundial de este mercado.

## 5.4.- Energía hidroeléctrica

### 5.4.1.- Situación actual

La potencia hidroeléctrica instalada en Andalucía a 31 de diciembre de 2000 sumaba un total de 1.123 MW, repartida de la siguiente forma:

| | |
|---|---|
| Adscrita al régimen ordinario | 475 MW |
| Adscrita al régimen especial | 78 MW |
| Bombeo | 570 MW |
| TOTAL | 1.123 MW |

La potencia minihidráulica suma 191 MW, aunque sólo 78 están en régimen especial, ya que por antigüedad, el resto no pudo acogerse a los beneficios de este régimen.

En Andalucía, y dado el clima seco de la región, la demanda de agua para riego y abastecimiento es prioritaria frente a otros usos, como el hidroeléctrico. Esta situación hace que el desarrollo futuro de la energía hidroeléctrica se vea muy condicionado y limitado al aprovechamiento de las grandes infraestructuras hidráulicas en proyecto, o a las aún no aprovechadas

*«En el presente Plan se establece un objetivo de potencia (hidroeléctrica) instalada de 24 nuevos MW para el año 2006 y otros 26 MW adicionales en el periodo 2007 – 2010. Este objetivo se deberá alcanzar a través de la instalación de pequeñas centrales, ya que el recurso aún no explotado, además de ser escaso, se encuentra disperso, resultando difícil la implantación rentable de grandes centrales.»*

energéticamente, y al aprovechamiento de los cauces más altos, en zonas de poco o nulo aprovechamiento agrícola. Estos últimos aprovechamientos están dotados en general de una muy pequeña potencia unitaria (por cada instalación), del orden de 1 MW o inferior.

Como prueba de la baja potencialidad para el desarrollo de la energía hidroeléctrica se tienen los datos aportados por la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir. Según estos datos, del potencial bruto existente en la cuenca del Guadalquivir, tan solo un 14% es técnicamente desarrollable (muy por debajo del 46% de la media peninsular), de los cuales más del 50% se encuentran actualmente ya aprovechados, dejando un margen no muy elevado para la implantación de nuevas centrales.

### 5.4.2.- Objetivos

En el mencionado Plan Hidrológico del Guadalquivir se establecen una serie de objetivos de aprovechamientos hidroeléctricos en embalses de la cuenca en dos escenarios de tiempo (2002 y 2010). A fecha de hoy, el grado de cumplimiento de los objetivos trazados para el año 2002 es mínimo y no parece que vaya a cambiar en los próximos años.

En la misma línea, existen previsiones del IDAE sobre la implantación de centrales hidroeléctricas en Andalucía. Sin embargo, a juzgar por el retraso en la implantación de los primeros aprovechamientos hidroeléctricos y en la ejecución de algunas de las presas previstas, se puede catalogar estos pronósticos como de excesivamente ambiciosos.

En el presente Plan se establece un objetivo de potencia instalada de 24 nuevos MW para el año 2006 y otros 26 MW adicionales en el periodo 2007 – 2010. Este objetivo se deberá alcanzar a través de la instalación de pequeñas centrales, ya que el recurso aún no explotado, además de ser escaso, se encuentra disperso, resultando difícil la implantación rentable de grandes centrales.

Las nuevas instalaciones responsables de este crecimiento se derivan del potencial existente en:

- El aprovechamiento de las actuales infraestructuras hidráulicas que todavía no tienen aprovechamiento hidroeléctrico y que pudieran, por sus características y por su uso y gestión, hacer viables estas instalaciones.

- Caudales en cursos altos, principalmente de Sierra Nevada en Granada y en la Sierra de Cazorla en Jaén, para los que sea viable, tanto desde el punto de vista energético como ambiental, la instalación de minicentrales y microcentrales.

- Rehabilitaciones de antiguas centrales abandonadas que pudieran resultar económicamente viables tanto por el progreso de la tecnología (principalmente en lo que se refiere a mejoras que abaraten el mantenimiento) como por la mayor remuneración actual del kWh de origen minihidráulico.

- El aprovechamiento energético de los puntos de roturación en las actuales infraestructuras de suministro de agua.

En el primer caso, la mayor parte de los embalses que reúnen unas condiciones mínimas para su aprovechamiento están ya explotadas. Debe tenerse en cuenta que entre esas condiciones mínimas está no sólo las características de caudal del cauce y altura del salto, sino también la disponibilidad del recurso, en muchas ocasiones desviado a canales de riego o suministro, y la gestión de los desembalses. Existe una previsión

de construcción de embalses a medio plazo por parte de las Administraciones competentes, aunque no se concretan estos plazos, por lo que resulta difícil programar el aprovechamiento de los mismos. En cualquier caso, la potencia asignable a este tipo de instalación no supera los 70 MW en el horizonte 2006.

En el caso de pequeñas minicentrales que aprovechen caudales de cursos altos, la utilización de estos flujos debe tener en cuenta la existencia de derechos reales y adquiridos para otros usos, principalmente de pequeños regadíos. Estas actividades, que entran en competencia con los obligatorios desvíos del caudal, restringen a una pequeña parcela los cursos aprovechables, situados en lugares remotos, que no pueden ser aprovechados por pequeñas explotaciones agrícolas, y que en general encuentran dificultades para su completa integración ambiental. Las estimaciones de aprovechamientos de este tipo en el horizonte del 2006 se reducen a 12 MW.

Respecto a las minicentrales en desuso, existen en Andalucía 102 pequeñas instalaciones censadas. Aunque la mayoría son de una potencia excesivamente pequeña, se estima que aun existe posibilidad de recuperación de alguna de ellas, previéndose que contribuyan con al menos 7 MW a la potencia instalada el año 2006.

El último caso es el de canales y tuberías de distinto uso, en los que cuando el caudal llega a su destino se encuentra a una presión o velocidad superiores a las deseadas, y que actualmente se dispersan o frenan mediante sistemas de roturación, para evitar el daño a los depósitos finales. Estos puntos, que son energéticamente aprovechables, aunque son abundantes, en general representan una potencia muy pequeña. Se espera que la aportación de estas instalaciones en el 2006 sea de unos 5 MW.

P L **E** A N



# Ahorro y eficiencia energética

# 6.- Ahorro y eficiencia energética

## 6.1.- Introducción

En un Plan energético a escala regional, las actuaciones en ahorro y eficiencia energética se constituyen como una de las herramientas de trabajo más válidas y eficientes para cumplir los objetivos marcados. Esto es así ya que los Planes regionales de actuación deben colocarse preferentemente en el lado de la demanda, pues las posibilidades de actuación en el lado de la oferta están más ligadas a otras administraciones que cuentan con competencias para ello, como son el Estado Español y la Unión Europea, los cuales pueden legislar en materia de combustibles (derivados del petróleo, gas natural) y otros vectores energéticos (energía eléctrica), regulando primas, condiciones de conexión a red, ámbitos temporales de percepción de primas, tamaños de instalaciones susceptibles de percibir primas, obligatoriedad de algunas actuaciones, etc.

Antes de seguir con el desarrollo de este apartado, es conveniente introducir adecuadamente los conceptos de ahorro y eficiencia energética, así como otra cuestión previa a la que podemos asociar con un consumo energético excesivo o más bien innecesario.

Empezando por el final, se debe reflexionar, previamente a otra consideración, con el hecho de que la sociedad actual lleva a cabo, en muchos casos, un verdadero derroche de energía, entendiendo con ello, no solo que gasta más energía de la que sería necesaria para obtener un determinado beneficio, sino que utiliza ésta incluso en supuestos en los que ni siquiera le hace falta. Ese uso de la energía sin necesidad de ella, está desgraciadamente muy extendido en las sociedades de alto nivel adquisitivo, no siendo conscientes de lo escaso que es este bien y de lo importante que es por tanto su adecuada utilización.

El ahorro se produce cuando se es capaz de utilizar menos energía para satisfacer una demanda. Para ello se debe emplear un sistema más eficiente (de mayor eficiencia o rendimiento energético) que el que se ha venido utilizando, para obtener un determinado efecto útil.

Para ilustrar lo dicho con anterioridad, se puede poner el siguiente ejemplo: cuando en una habitación están las luces encendidas y no hay nadie, estamos derrochando energía. Si cambiamos las bombillas de esa habitación por otras más eficientes, cuando hagamos uso de ellas estaremos ahorrando energía.

El espectacular crecimiento de la demanda de energía a escala nacional y regional en los últimos años, es consecuencia, no sólo del período de crecimiento económico vivido, sino también de la relajación en el mantenimiento de políticas efectivas de ahorro y eficiencia energética.

Las consecuencias de este importante crecimiento de la demanda supone que los valores relativos de autoabastecimiento energético, consumo per cápita, intensidad energética, etc., han empeorado, incluso con importantes esfuerzos de mejora en los valores absolutos, como por ejemplo en el aporte de las energías renovables.

Si a este hecho unimos la reducción de la generación de electricidad mediante sistemas de cogeneración como consecuencia, no sólo temporal de subida de los precios del gas, sino estructurales, debido a una legislación poco favorable a la misma en el actual régimen especial (primas reducidas, limitación temporal a la percepción de la misma, necesidad de cumpli-

*«...la sociedad actual lleva a cabo, en muchos casos, un verdadero derroche de energía, entendiendo con ello, no solo que gasta más energía de la que sería necesaria para obtener un determinado beneficio, sino que utiliza ésta incluso en supuestos en los que ni siquiera le hace falta.»*

*«El espectacular crecimiento de la demanda de energía a escala nacional y regional en los últimos años, es consecuencia, no sólo del período de crecimiento económico vivido, sino también de la relajación en el mantenimiento de políticas efectivas de ahorro y eficiencia energética.»*

*«Tanto o más importante que diversificar un tep en forma de energía renovable es ahorrar el mismo.»*

*«Dada la escasez de los recursos energéticos convencionales que sufre el Planeta, dado el impacto ambiental que soportamos como consecuencia del uso de energías fósiles, y teniendo en cuenta que Andalucía es una región que carece de este tipo de energía, la adopción en este Plan de medidas que supongan actuaciones en ahorro y eficiencia energética, serán de primera magnitud en el mismo.»*

miento de un autoconsumo mínimo), esto está suponiendo una reducción significativa en los parámetros de ahorro de energía primaria por este concepto en nuestro país.

Los argumentos antes expuestos son los que fundamentalmente han originado un aumento significativo de los valores de la intensidad energética, (tanto en energía primaria como en energía final), sobre todo a partir del año 1996, por lo que el capítulo que se aborda a continuación debe sentar las bases para conseguir una reducción importante de este parámetro, situando el mismo en cotas más acordes con pautas de consumo más racionales y sostenibles.

Tanto o más importante que diversificar un tep en forma de energía renovable es ahorrar el mismo. La mejor energía es aquella que no se consume, pues ello es síntoma de que no se necesita.

Dada la escasez de los recursos energéticos convencionales que sufre el Planeta, dado el impacto ambiental que soportamos como consecuencia del uso de energías fósiles, y teniendo en cuenta que Andalucía es una región que carece de este tipo de energía, la adopción en este Plan de medidas que supongan actuaciones en ahorro y eficiencia energética, serán de primera magnitud en el mismo.

Entre las principales medidas que deben llevarse a cabo en un Plan de ahorro y eficiencia energética, cabe destacar dos de carácter horizontal y otras de carácter sectorial.

En el primer caso deben indicarse la cogeneración y el ahorro técnico originado al sustituir un combustible derivado del petróleo por otros más eficientes como por ejemplo el gas natural. Entre las actuaciones sectoriales, se hará especial hincapié en los sectores industrial, residencial y servicios, incluyendo en éste último al sector público.

En la tabla siguiente se muestran las previsiones de ahorros derivados de cada una de estas medidas para los años 2006 y 2010.

| **Unidad: ktep** | **2006** | **2010** |
|---|---|---|
| Cogeneración | 172,7 | 339,2 |
| Sustitución por gas natural | 7,5 | 14,8 |
| Sector servicios | 58,6 | 82,4 |
| Sector residencial | 55,6 | 93,4 |
| Sector Transporte | 202,6 | 508,9 |
| Sector Industrial | 157,3 | 239,2 |
| Sector transformador | 120,6 | 271,7 |
| TOTAL | 774,8 | 1.549,6 |

Teniendo en cuenta estas previsiones, del escenario tendencial se pasa al escenario de ahorro según se muestra en la siguiente tabla.

| **Año** | **Tendencial** | **Ahorro** |
|---|---|---|
| 2000 | 15.425,2 | 15.425,2 |
| 2006 | 19.054,3 | 18.279,4 |
| 2010 | 20.661,4 | 19.111,8 |

Unidad: ktep

Se observa una reducción respecto a la tendencia en torno al 4,07% en los seis primeros años, siendo esta reducción del 7,5% en el período 2001-2010.

## 6.2.- Actuaciones horizontales

### 6.2.1.- Fomento de la cogeneración

Al igual que en el Plan Energético anterior, el fomento de las instalaciones de cogeneración seguirá siendo prioritario en este caso.

La cogeneración, o producción simultánea de energía eléctrica y térmica, presenta indudables ventajas para el usuario y para el país, ya que supone un ahorro de energía primaria, reduce el impacto ambiental originado por el uso de la energía, mejora la calidad del suministro eléctrico y reduce las necesidades de inversión en centrales convencionales.

En los últimos años, la cogeneración en Andalucía ha crecido de forma importante, pasando de 333 MWe instalados a finales de 1994, a una cifra de 695,8 MWe a finales del año 2000, lo cual supone un incremento del 108,9% con respecto al valor inicial.

El Real Decreto 2818/98 que regula el Régimen Especial de producción eléctrica, ha supuesto una clara reducción de las expectativas de crecimiento de la cogeneración, por lo que en estos momentos no se está produciendo un incremento significativo de estos sistemas. Por ello, sería necesario que cambie la legislación a escala nacional, y que, en el caso de nuestra Comunidad Autónoma, se realice un esfuerzo de apoyo a dichas instalaciones.

En el periodo de vigencia del PLEAN, se propone un crecimiento de la cogeneración de 280 MWe, lo que significará una generación eléctrica neta del orden de 1.540 GWh y un ahorro de energía primaria por este concepto de 172,7 ktep. En el horizonte del año 2010 se prevé un incremento de potencia respecto al valor actual de 550 MWe, lo que supone un ahorro de 339,2 ktep.

Por sectores, si bien el industrial deberá seguir asumiendo una parte importante de las cogeneraciones que se instalen, en el sector servicios (hoteles, hospitales, superficies comerciales, oficinas) existe un potencial muy importante que todavía está sin explotar.

Los valores anteriores de previsión de incremento de la cogeneración, incluyen, de acuerdo con el R.D. 2818/98 reseñado, tanto las instalaciones de cogeneración asociadas a procesos energéticos (apartado a) del artículo 2 de dicho Real Decreto), como las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios (apartado d) del artículo 2 del Real Decreto), pues en ambos casos hay que justificar un rendimiento eléctrico equivalente mínimo.

Para el fomento de los sistemas de cogeneración, la Junta de Andalucía dispone de un instrumento legislativo: la ORDEN de 21 de enero de 2.000, «por la que se regula la concesión de subvenciones para instalaciones de cogeneración y de distribución de energía eléctrica en el medio rural». Dicha Orden, con vigencia hasta el año 2.006, permite subvencionar (con cuantías máximas del 45% de la inversión, con un máximo de 200 millones de pesetas -1,2 millones de euros por proyecto) instalaciones de cogeneración de potencias no superiores a los 25 MVA.

### 6.2.2.- Ahorro técnico por sustitución a gas natural

Habida cuenta que el gas natural es un combustible que presenta un mayor rendimiento en los procesos de generación de fluidos térmicos con respecto a los derivados del petróleo, toda sustitución de estos por gas natural supone un ahorro de energía primaria en torno al 3,5% sobre la cantidad de energía sustituida

Teniendo en cuenta que el gas natural seguirá su penetración en Andalucía sustituyendo a los derivados del petróleo, puede indicarse que el ahorro de energía provocado por estas sustituciones se estima en unos 7,5 ktep en 2006 y 14,8 ktep en 2010.

*«La cogeneración, o producción simultánea de energía eléctrica y térmica, presenta indudables ventajas para el usuario y para el país, ya que supone un ahorro de energía primaria, reduce el impacto ambiental originado por el uso de la energía, mejora la calidad del suministro eléctrico y reduce las necesidades de inversión en centrales convencionales.»*

*«En el periodo de vigencia del PLEAN, se propone un crecimiento de la cogeneración de 280 MWe, lo que significará una generación eléctrica neta del orden de 1.540 GWh y un ahorro de energía primaria por este concepto de 172,7 ktep. En el horizonte del año 2010 se prevé un incremento de potencia respecto al valor actual de 550 MWe, lo que supone un ahorro de 339,2 ktep.»*

*«El sector industrial es en el que, por sus circunstancias específicas, más se ha trabajado en el marco del ahorro y la eficiencia energética.»*

*«El ahorro esperado en este sector se cifra en 157,3 ktep en el año 2006 y 239,2 ktep en el año 2010, lo que supone el 3,7% y el 5,7% respecto a la demanda actual de la industria andaluza.»*

## 6.3.- Actuaciones sectoriales

Se detallan a continuación, para cada uno de los sectores de actividad, aquellas medidas de ahorro y eficiencia energética previstas.

### 6.3.1.- Sector primario

En el sector primario, es conveniente resaltar la necesidad de llevar a cabo actuaciones de ahorro energético y económico en el bombeo de agua para riego, en el bombeo de la misma, así como la diversificación energética que puede obtenerse como consecuencia del empleo de combustibles no fósiles, fundamentalmente los de origen renovable como los biocombustibles.

Asimismo, la optimización de la eficiencia de los motores de los vehículos utilizados en las labores agrícolas, sería muy necesario para ahorrar energía en el sector.

### 6.3.2.- Sector industrial

El sector industrial es en el que, por sus circunstancias específicas, más se ha trabajado en el marco del ahorro y la eficiencia energética. El elevado consumo energético de las industrias, el número relativamente reducido de las mismas, la concienciación de los responsables técnicos y empresariales y el importante coste de la energía en estos centros, aunque sus costes específicos son mucho más reducidos que los del resto de consumidores, como ocurre por ejemplo con los clientes cualificados del sector eléctrico, son factores que han contribuido a las actuaciones realizadas en las dos últimas décadas.

El sector industrial andaluz cuenta con importantes concentraciones en torno a los Polos industriales de Huelva y Bahía de Algeciras, Sevilla y su cinturón industrial y la bahía de Cádiz, así como el entorno de otras capitales andaluzas.

En este sentido, el sector agroalimentario es sin duda el más importante, destacando en este caso el subsector oleícola, el azucarero, el de sacrificio y despiece de ganado, el lácteo y el de bebidas. Otros sectores como el cementero, el ladrillero, el papelero y el mecánico, están también presentes como importantes consumidores de energía.

El campo de actuación en medidas de ahorro y eficiencia energética en el sector industrial debe seguir avanzando, de tal manera que actuaciones tales como:

- La sustitución de equipos de generación de calor (hornos, calderas y secaderos) por otros más eficientes (excluyendo las sustituciones por equipos que utilicen el efecto Joule).
- La instalación de sistemas de cogeneración.
- El aprovechamiento de calores residuales (aguas, gases de combustión)
- El empleo de tecnologías y procesos más eficientes
- La sustitución de derivados del petróleo por gas natural

puedan seguir realizándose para mejorar la eficiencia energética de los procesos, aumentando así la competitividad de nuestras industrias.

El ahorro esperado en este sector se cifra en 157,3 ktep en el año 2006 y 239,2 ktep en el año 2010, lo que supone el 3,7% y el 5,7% respecto a la demanda actual de la industria andaluza.

### 6.3.3.- Sector servicios

Desde el punto de vista energético, el sector servicios es un consumidor significativo, destacando en este caso los hospitales, los hoteles, las superficies comerciales, las oficinas y el consumo en servicios públicos como el alumbrado de calles y vías, los servicios de deportes (polideportivos) y los de recogida, tratamiento y depuración de residuos.

En el sector servicios, existe una importante dependencia de la electricidad como vector energético, no siendo ésta siempre la más idónea para los usos en los que se emplea.

En este sector, existe una elevada capacidad de ahorro energético, ya que hasta la fecha no se han realizado los esfuerzos pertinentes de cara a acometer medidas de ahorro y eficiencia energética en el mismo.

En el caso del sector servicios, es conveniente resaltar las características y peculiaridades específicas que presentan dentro del mismo el sector público, dentro del cual debe darse ejemplo a la ciudadanía, tanto en lo que respecta al ahorro energético, como en lo referente a un óptimo uso de los recursos públicos utilizados en la adquisición de equipos eficientes y en el consumo de energía. Dentro del sector público, debemos contemplar el correspondiente a los servicios de la Administración Nacional y Autonómica, y a los prestados por los Ayuntamientos.

En el primero de los subsectores indicados, es conveniente llevar a cabo dos tipos de medidas:

- La realización de inventarios en los que se identifiquen los consumos y los costes energéticos de las unidades de consumo adscritas a estas administraciones, al objeto de optimizar el coste de las mismas, tanto como clientes en tarifa, como en el caso de consumidores cualificados. En este caso, la gestión y negociación común de estos consumos, podrá redundar en una reducción de los costes energéticos asociados.

- La realización de diagnósticos energéticos en dichas unidades de consumo, así como la posterior ejecución de aquellas medidas de ahorro que se hayan podido detectar en la realización de dichos diagnósticos. En este caso, tanto la inversión directa con presupuestos propios, como la financiación por terceros, podrán ser empleadas para llevar a cabo dichos ahorros.

El caso del sector municipal, también merece un trato preferente, ya que es el responsable de un elevado consumo energético, pues los servicios que prestan estas corporaciones son muy elevados y están en continuo crecimiento: alumbrado público, saneamiento y depuración de agua, recogida y tratamiento de basuras, servicios deportivos, culturales, etc. La realización de un Plan de Optimización Energético (POE) en los municipios, podría identificar los consumos existentes y detectar las medidas de ahorro aplicables. La coordinación de actuaciones entre los municipios con la Administración Autonómica y las Diputaciones Provinciales se considera muy necesaria en este caso.

En general, entre las medidas de ahorro de energía a llevar a cabo en el sector servicios, destacan las siguientes:

- La introducción de sistemas de cogeneración.

- Especificación de normas adecuadas aplicables en la fase de diseño.

- Aplicación de la calificación energética a los edificios.

*«En el sector servicios, existe una importante dependencia de la electricidad como vector energético, no siendo ésta siempre la más idónea para los usos en los que se emplea.»*

*«En el sector servicios existe una elevada capacidad de ahorro energético, ya que hasta la fecha no se han realizado los esfuerzos pertinentes de cara a acometer medidas de ahorro y eficiencia energética en el mismo.»*

*«De acuerdo con los análisis efectuados en el sector servicios, es previsible conseguir ahorros energéticos en torno al 7,8% (58,6 ktep) en 2006 y al 11,0% (82,4 ktep) en 2010 respecto al consumo actual del mismo.»*

*«...la calificación energética de viviendas es una medida que posibilitará la adopción de medidas de ahorro, ya que las mismas suelen suponer un coste de sobreinversión no muy elevado con respecto al ahorro económico que suponen... Esta puede suponer ahorros en torno al 3,8% en el año 2006 y al 6,3% en 2010 con inversiones amortizables en plazos de tiempo reducidos.»*

- Empleo de las energías renovables.
- Optimización de los sistemas de climatización.
- Empleo de luminarias eficientes.
- Sustitución progresiva de las resistencias (efecto Joule) para calefacción y agua caliente.

De acuerdo con los análisis efectuados en el sector, es previsible conseguir ahorros energéticos en torno al 7,8% (58,6 ktep) en 2006 y al 11,0% (82,4 ktep) en 2010 respecto al consumo actual del mismo.

### 6.3.4.- Sector residencial

El sector residencial es un componente importante del consumo energético de la Comunidad, ya que, aunque el consumo unitario no sea muy elevado, si lo es el número de viviendas existentes.

La atomización de estos consumos complica la posibilidad de generalizar las medidas de ahorro aplicables, ya que las mismas dependerán mucho de la concienciación de los usuarios.

En este caso, la calificación energética de viviendas es una medida que posibilitará la adopción de medidas de ahorro, ya que las mismas suelen suponer un coste de sobreinversión no muy elevado con respecto al ahorro económico que suponen.

La aplicación de la calificación energética de viviendas, tanto a las de nueva construcción, como a las ya existentes (la mayoría), puede suponer ahorros en torno al 3,8% en el año 2006 y al 6,3% en 2010 con inversiones amortizables en plazos de tiempo reducidos.

Asimismo, es conveniente resaltar la importancia que tendría para la reducción del consumo energético en este sector la aplicación de tarifas que contemplaran una estructura de precios adecuada para favorecer el ahorro energético. Esto se podría conseguir con mayores cotas de discriminación horaria para fomentar una adecuada gestión de la demanda, así como otros incentivos al ahorro energético de las diferentes formas de energía consumidas preferentemente en los hogares, persiguiendo, entre otras acciones, la eliminación paulatina de las resistencias eléctricas para calentamiento.

### 6.3.5.- Sector transporte

El sector transporte es en la actualidad uno de los más importantes desde dos puntos de vista: el consumo energético y las implicaciones medioambientales.

En el año 2000, el sector transporte aglutinó el 38,0% de la demanda de energía final en Andalucía, lo cual nos permite vislumbrar la importancia que, sobre las actuaciones del lado de la demanda, tienen las medidas tendentes a promocionar el ahorro y la eficiencia energética en este sector.

A la hora de analizar estas medidas no se pueden obviar las dos peculiaridades siguientes:

- El sector transporte presta servicios al sistema productivo y a otras actividades del ciudadano, y por tanto se ve influido por la evolución de dichas actividades, a la vez que las potencia y aumenta su eficacia.
- Existe una gran dispersión de los centros de decisión que condicionan el consumo de energía de este sector: desde decisiones institucionales y de infraestructura, hasta las de los propios ciudada-

nos a la hora de elegir la manera de desplazarse, o las de oferta de transporte público.

Todo ello, junto a la incertidumbre del mercado de los carburantes, contribuye a que no sea fácil estimar la evolución del ahorro dentro del sector transporte. No obstante, tanto las mejoras técnicas como los precios de los combustibles y la creciente sensibilización social auguran un uso más racional en este sector para los próximos años.

El potencial técnico es elevado y se fundamenta en las siguientes líneas:

- Mejora de la eficiencia de los motores con una gran penetración de la inyección de combustible y diseño de cilindros con 4 y 5 válvulas.
- Disminución del peso de los vehículos con la introducción de materiales más ligeros como el aluminio y el plástico.
- Avances en el diseño tendentes a la mejora de la aerodinámica.
- Nuevas tecnologías y diversificación de los combustibles.

Junto a estas actuaciones de carácter técnico, en la cual la Administración puede incidir en menor cuantía, ya que dependen en gran medida del propio sector de fabricación de vehículos, existen otras de gestión que si pueden ser impulsadas con mayor decisión por parte de la Administración. Entre estas, podemos destacar las siguientes:

- Puesta a punto obligatoria de vehículos desde el punto de vista energético, por ejemplo a través de la Inspección Técnica de Vehículos.
- Fomento del transporte público, haciéndolo más atractivo al ciudadano.
- Construcción de nueva infraestructura de transporte y mejora de la existente.
- Fomento del uso de la bicicleta en ciudades.
- Puesta en marcha de campañas de sensibilización dirigidas a los usuarios del transporte privado, en orden a incrementar el uso del transporte público, a mantener permanentemente optimizado el rendimiento de los vehículos y a mejorar el comportamiento de los conductores en núcleos urbanos.

Con estas premisas, el ahorro previsto en el sector transporte para el año 2006 se cifra en 202,6 ktep, un 4,6% del consumo actual. La penetración de las actuaciones anteriormente referidas en los últimos años del período 2001-2010 hace que el ahorro previsto en este último año alcance los 508,9 ktep.

### 6.3.6.- Sector transformador

En el caso del sector transformador, se incluyen la generación de electricidad, así como su transporte y distribución, como el refino de petróleo y los usos energéticos derivados de las transformaciones de fase a que se puede someter el gas natural para su transporte y uso.

En el caso de la generación, transporte y distribución de electricidad, se esperan reducciones del consumo al mejorar las tecnologías de generación (tanto en centrales térmicas clásicas, como en cogeneraciones existentes) y al mejorar las condiciones de transporte y distribución de la electricidad generada (al aumentar la tensión de transporte, el número de generadores distribuidos y la longitud de las líneas).

*«En el año 2000, el sector transporte aglutinó el 38,0% de la demanda de energía final en Andalucía, lo cual nos permite vislumbrar la importancia que, sobre las actuaciones del lado de la demanda, tienen las medidas tendentes a promocionar el ahorro y la eficiencia energética en este sector.»*

*«... el ahorro previsto en el sector transporte para el año 2006 se cifra en 202,6 ktep, un 4,6% del consumo actual. La penetración de las actuaciones anteriormente referidas en los últimos años del período 2001-2010 hace que el ahorro previsto en este último año alcance los 508,9 ktep.»*

*«La prevista sustitución de las centrales bicombustibles (fuel/gas) existentes en Andalucía por otras de ciclo combinado a lo largo del período de vigencia del PLEAN, supondrá una mayor eficiencia en la generación de electricidad, al sustituir centrales con rendimientos medios en torno al 35%, por otras con rendimientos en torno al 55% - 58%.»*

La prevista sustitución de las centrales bicombustibles (fuel/gas) existentes en Andalucía (concretamente Cristóbal Colón, en la provincia de Huelva, y Bahía de Algeciras, en la provincia de Cádiz) por otras de ciclo combinado a lo largo del período de vigencia del PLEAN, es una actuación que supondrá una mayor eficiencia en la generación de electricidad, al sustituir centrales con rendimientos medios en torno al 35%, por otras (los ciclos combinados a gas) con rendimientos en torno al 55% - 58%.

Asimismo, en los procesos de refino de petróleo, la optimización energética de los mismos es continua, por lo que también en este caso se esperan ahorros importantes.

De acuerdo con lo anterior, se prevén unos ahorros de energía sobre los actuales de 120,6 ktep y 271,7 ktep en los años 2006 y 2010 respectivamente.

*«De acuerdo con lo anterior, se prevén (en el sector transformador) unos ahorros de energía sobre los actuales de 120,6 ktep y 271,7 ktep en los años 2006 y 2010 respectivamente.»*

Como instrumento de apoyo a la puesta en práctica de medidas de ahorro de energía, la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico dispone de la ORDEN de 22 de junio de 2001, «por la que se regula la concesión de subvenciones a las inversiones en mejora de la eficiencia energética y aprovechamiento centralizado de energías renovables, durante el periodo 2001-2006».

En el apartado de ahorro energético, se consideran proyectos subvencionables las inversiones tendentes a adecuar las instalaciones para mejorar su rendimiento, así como los equipos y procesos productivos que supongan un ahorro en la demanda energética y la sustitución de energías convencionales por gas natural siempre que esta vaya acompañada de una mejora del rendimiento energético.

## 6.4.- La Ley de Ahorro y Eficiencia Energética

Uno de los objetivos enumerados en el presente Plan Energético, lo constituye la promulgación de la Ley de Ahorro y Eficiencia Energética y para el Fomento de las Energías Renovables.

La importancia de las medidas de ahorro y eficiencia energética en lo que se refiere a la reducción del consumo de combustibles (sobre todo los derivados del petróleo) y a la reducción del impacto ambiental, la necesidad de coordinación de esfuerzos por parte de los diferentes estamentos que tienen necesidad de actuar en estas cuestiones, dado el carácter horizontal del uso de la energía, así como las elevadas posibilidades que tiene una Administración autonómica para acometer acciones que favorezcan la reducción de la demanda, aconsejan actuar decididamente en esta materia.

La futura Ley de Ahorro y Eficiencia Energética, cuya promulgación deberá realizarse en los primeros años de vigencia del Plan, al objeto de que la misma sea operativa cuanto antes y pueda dar sus frutos rápidamente, deberá contemplar, entre otros, los siguientes aspectos:

- Deberá establecer una normativa energética de obligado cumplimiento. Entre otras, las relacionadas con la calificación energética de viviendas y edificios en general, así como la instalación de paneles solares térmicos para calentamiento de agua sanitaria. El empleo en este caso de las herramientas informáticas desarrolladas por la Escuela Superior de Ingenieros Industriales de Sevilla para la Administración Central, servirá para una rápida implementación de la calificación energética, aunque con posterioridad sea conveniente

adaptar ésta a las peculiaridades de la climatología andaluza.

- Deberá instrumentar los procedimientos necesarios para que se garantice su cumplimiento.
- Deberá articular el procedimiento sancionador, en su caso, de los incumplimientos de la misma.
- Deberá establecer los procedimientos de actualización de la normativa, a fin de evitar su obsolescencia y a fin de no dificultar el desarrollo tecnológico.
- Establecerá la necesidad de implementar una Base de Datos regional de la energía mediante:
  - La realización de auditorías en los sectores industrial y edificación.
  - El establecimiento de la necesidad de llevar a cabo una contabilidad del consumo energético en los sectores en los que este tiene mayor incidencia.
- Incluir como técnicas de energías renovables: el enfriamiento gratuito, la recuperación de la energía del aire de extracción, el enfriamiento evaporativo y las energías gratuitas empleadas en la bomba de calor.
- Establecer, divulgar y exigir, en los edificios públicos y en viviendas con apoyo de fondos públicos:
  - La optimización del consumo energético, empleando técnicas avanzadas de ahorro y eficiencia energética.
  - La optimización de la factura energética.
  - El empleo de las energías renovables.
  - Una calificación energética por encima de la cual tengan que situarse.
  - Criterios de diseño arquitectónico que permitan el uso ampliado de las energías renovables.
- Al objeto de poder fijar y asignar adecuadamente las ayudas y subvenciones necesarias para fomentar las diversas medidas de ahorro y eficiencia, deberán identificarse aquellas que mayores ventajas presente para la sociedad andaluza, como son un mayor ahorro de energía por unidad de inversión, así como un mayor beneficio social, económico y estratégico
- Desarrollar una normativa específica adaptada a las características andaluzas, que compagine el término Calidad de Aire Interior con un consumo aceptable de energía.

*«Uno de los objetivos enumerados en el presente Plan Energético, lo constituye la promulgación de la Ley de Ahorro y Eficiencia Energética y para el Fomento de las Energías Renovables.»*

P L **E** A N



# Infraestructura eléctrica

# 7.- Infraestructura eléctrica

## 7.1.- Introducción

El desarrollo de infraestructura es un catalizador del crecimiento territorial. En este sentido, la Junta de Andalucía promueve un sistema eléctrico repartido homogéneamente por toda la comunidad, evitando así concentraciones no deseadas y desigualdades entre las distintas zonas de su geografía.

La generación distribuida como modelo eficiente, y la promoción del uso del gas natural y las energías renovables como mejores opciones para la protección del medio ambiente, completarían el esquema eléctrico básico por el que apuesta la administración andaluza.

El sistema de generación eléctrica actual de la Comunidad Autónoma de Andalucía produce en torno al 70% de las necesidades de la región. La potencia total instalada es de 5.201,3 MW, correspondiendo el 81% al régimen ordinario y el 19% restante a instalaciones acogidas al régimen especial.

La producción eléctrica ascendió a 21.018 GWh durante el año 2000. La provincia de Almería es la que aporta la mayor cantidad, con el 38,0% del total producido, seguida de la provincia de Cádiz con el 34,9%. Las provincias de Granada, Jaén, Málaga y Sevilla no superan el 3% de generación. Estas diferencias entre provincias van en contra del modelo geográfico distribuido que persigue el Plan Energético.

En el siguiente gráfico se observa la distribución provincial de la potencia y la producción de electricidad en Andalucía.

Potencia, producción bruta y demanda eléctrica en Andalucía en el año 2000

## 7.2.- Análisis de la evolución de la infraestructura eléctrica

Como consecuencia de la rápida liberalización del sistema eléctrico en España, en los próximos años se prevé un cambio sustancial en el sistema de generación así como en el mallado de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, que permitirá en un futuro no muy lejano hablar de un mercado único europeo de la electricidad.

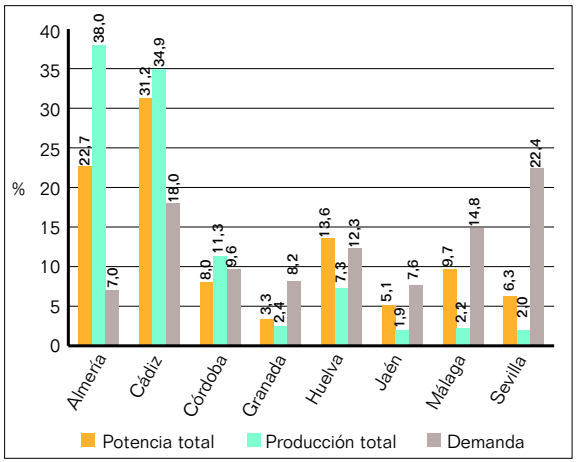
Por los condicionantes sociales y geográficos, Andalucía cuenta con una excelente oportunidad para estar presente de forma activa en este nuevo panorama de generación, que dará lugar al establecimiento de empresas productoras, distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, originando un incremento de la electricidad generada en la región, un aumento de la competencia en el sector y a una mejora de la eficiencia del sistema.

Los objetivos pretendidos en este Plan en relación con el sistema eléctrico son:

- Conseguir, al menos, la autogeneración eléctrica en el año 2006 con los márgenes de operatividad y cobertura exigidos por el sistema, con el objetivo derivado de potenciar el desarrollo económico incrementando el valor añadido en Andalucía.

- Mejorar los niveles de tensión, fomentar la eficiencia en pérdidas y garantizar la calidad de servicio eléctrico, aplicando y desarrollando en este caso los mecanismos sancionadores que sean necesarios para conseguir este objetivo.

*«El desarrollo de infraestructura es un catalizador del crecimiento territorial. En este sentido, la Junta de Andalucía promueve un sistema eléctrico repartido homogéneamente por toda la comunidad, evitando así concentraciones no deseadas y desigualdades entre las distintas zonas de su geografía.»*

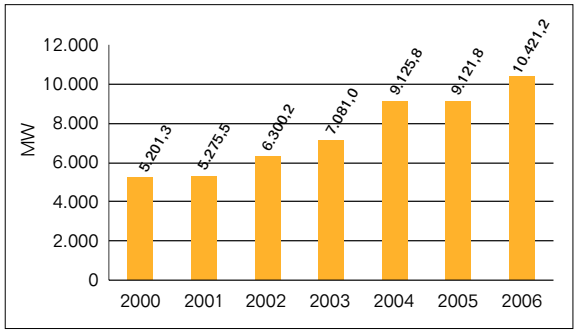



Potencia total: 5.201,3 MW
Producción total: 21.018 GWh (*)
Demanda: 26.094 GWh (**)

(*) Incluye la producción bruta del régimen ordinario y las ventas y autoconsumos del régimen especial.
(**) No incluye los consumos en bombeo ni las pérdidas en generación, transporte y distribución.

Fuente: Elaboración propia.

*«En el año 2006 se prevé que la potencia total instalada en Andalucía sea superior en un 100,4% a la actual, alcanzando los 10.421,2 MW. Se apuesta por que una parte importante de este aumento lo sea con participación de energías renovables y cogeneración.»*




- Reequilibrar la tasa de generación eléctrica en el territorio andaluz, de manera que no exista tanto desajuste entre territorios generadores y consumidores.

- Favorecer una adecuada infraestructura de transporte y distribución eléctrica, de tal manera que la energía eléctrica llegue en cantidad y calidad a todo el territorio andaluz, y permita la fácil integración de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables y cogeneración.

- Propiciar la instalación de centrales de generación de elevado rendimiento y bajo impacto ambiental, de tal manera que, con la premisa de la autosuficiencia en generación eléctrica, a partir de 2006, la nueva potencia instalada en ciclos combinados sustituya centrales obsoletas, ineficientes y de elevado impacto ambiental. En este sentido se apuesta decididamente por centrales que favorezcan la cogeneración y la hibridación con energías renovables (solar y biomasa principalmente).

- Favorecer la conexión a red de instalaciones de baja potencia.

## 7.3.- Autoabastecimiento eléctrico

En el año 2006 se prevé que la potencia total instalada en Andalucía sea superior en un 100,4% a la actual, alcanzando los 10.421,2 MW. Se apuesta por que una parte importante de este aumento lo sea con participación de energías renovables y cogeneración.

De esta potencia, el 61,0% (6.356,7 MW) será aportado por el régimen ordinario y el 39,0% (4.064,5 MW) restante por el régimen especial.

Evolución de la potencia eléctrica

### Régimen ordinario

Las actuaciones futuras en Andalucía incluidas dentro del régimen de producción ordinario se centran, preferentemente, en las centrales de ciclo combinado a gas. Las ventajas indudables de la instalación de este tipo de centrales son:

- Aumentan la eficiencia energética de la generación eléctrica respecto a los ciclos simples convencionales.

- Reducen el impacto ambiental causado por la generación de electricidad en comparación con otros combustibles fósiles.

- Aumentan la diversificación de las fuentes de generación, incrementando por consiguiente la seguridad del suministro.

- Reducen la dependencia de los derivados del petróleo.

- Rentabiliza la infraestructura gasista existente, impulsada desde sus orígenes por la Junta de Andalucía.

- Atrae importantes inversiones a la región, generando con ello renta y empleo.

Las ventajas serían aún mayores si incorporaran hibridación con tecnologías renovables.

No obstante, no todo son ventajas. Entre los aspectos negativos se encuentran aquellos derivados de una elevada concentración de potencia en zonas muy concretas de la región y que pueden resumirse en los términos siguientes:

- Sobrecarga (energética, medioambiental, ineficiencia, etc.) por excesiva especialización de ciertas zonas en la generación de electricidad.

- Desequilibrios territoriales en infraestructura e impacto ambiental sobre todo, debido a un desigual y desproporcionado reparto de los puntos de generación eléctrica, con lo que se evita la cohesión territorial de la Comunidad, que es una de las prioridades de la administración autonómica.

- Ineficiencia energética al tener que transportar la electricidad desde zonas generadoras a otras zonas consumidoras (pérdidas por transporte).

- Posible concentración del impacto ambiental.

Según establece la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en el Título 1, Artículo 3 «Competencias Administrativas», corresponde a la Administración General del Estado autorizar las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma o el transporte y distribución salga del ámbito territorial de una de ellas.

No obstante, en breve y dentro del marco del presente Plan, se desarrollará un documento de directrices sobre las condiciones de instalación de centrales de generación localmente. En este documento se establecerán los criterios que permitan decidir si los proyectos futuros de generación eléctrica llevan a concentraciones excesivas en el municipio en el que está prevista su ubicación.

A diciembre de 2001 se contabilizaban, en distintas fases de tramitación administrativa, 20 grupos de ciclo combinado solicitados en Andalucía, totalizando una potencia de 7.900 MW. A estos hay que sumar un grupo de 400 MW en la provincia de Málaga (Convenio Junta de Andalucía-Gas Natural SDG) que aún no ha presentado la documentación y 2 grupos (800 MW) que se encuentran actualmente en estudio, uno en la provincia de Almería y otro en el Campo de Gibraltar (Cádiz).

La provincia de Cádiz es, con diferencia, la que ha recibido mayor número de solicitudes, 4.330 MW, lo cual supone el 54,8% de toda la potencia solicitada. El resto de solicitudes se concentran en las provincias de Huelva (3.180 MW) y Sevilla (390 MW).

Las buenas condiciones de infraestructura energética convencional y fósil que se dan en la provincia de Cádiz, son las que han supuesto una importante concentración de peticiones de ciclos combinados en dicha provincia. Por una parte, se dispone de gas canalizado en su primer tramo (procedente del gasoducto del Magreb), con lo cual se tiene una elevada seguridad de suministro: alta presión del gas y mínimo riesgo de falta de suministro (la posibilidad de incidencias negativas en los primeros km. de red son muy inferiores a los que se tienen a cientos de km.). Por otra parte, se dispone de agua para la refrigeración de la central, bien porque ésta se sitúe en un emplazamiento costero, bien porque existan embalses con agua suficiente conforme a las prioridades establecidas en los planes de cuenca. Por último, existe en Cádiz una buena infraestructura previa para la evacuación de la electricidad producida.

En la tabla que se muestra a continuación aparece reflejada la situación de las solicitudes de este tipo de centrales presentadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

La instalación de los grupos solicitados dependerá en gran medida del suministro de gas natural disponible en cada zona, de los recursos hídricos necesarios para

*«Las actuaciones futuras en Andalucía incluidas dentro del régimen de producción ordinario se centran, preferentemente, en las centrales de ciclo combinado a gas.»*

*«Entre los aspectos negativos de las centrales de ciclo combinado pueden estar aquellos derivados de una elevada concentración de potencia en zonas muy concretas de la región...»*

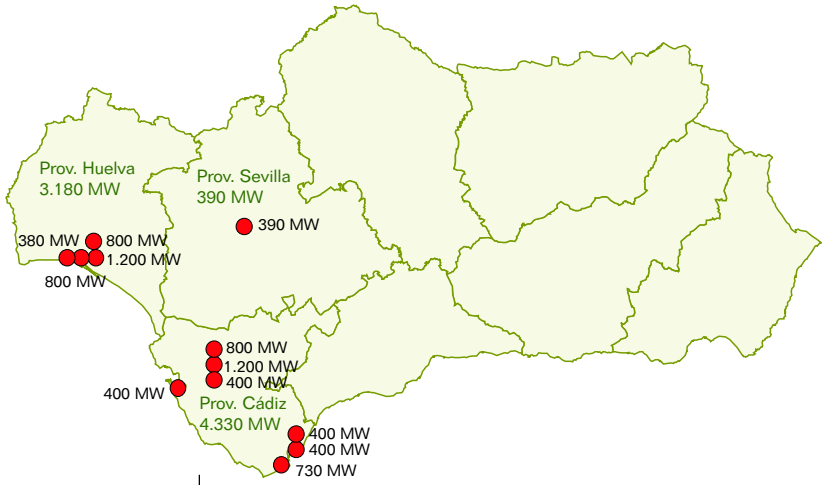
| Provincia | Localidad | Promotor | Grupos | MW | Situación administrativa |
|---|---|---|---|---|---|
| CÁDIZ | Arcos de la Frontera | Unión Fenosa | 2 | 800 | Realizada Información Pública |
| | Refinería Gibraltar | Nueva Generación del Sur (UF/Cepsa) | 2 | 730 | Autorización administrativa previa |
| | San Roque | Endesa Generación | 1 | 400 | Autorización administrativa previa |
| | San Roque | Gas Natural | 1 | 400 | Autorización administrativa previa |
| | Cádiz | Endesa Generación | 1 | 400 | Realizada Información Pública |
| | Arcos de la Frontera | Guadalcacín Energía (Abengoa) | 1 | 400 | Declaración de impacto ambiental |
| | Arcos de la Frontera | Enron Europe Limited | 3 | 1.200 | Autorización administrativa previa |
| SUBTOTAL | | | 11 | 4.330 | |
| HUELVA | Huelva | Endesa Generación | 1 | 380 | Realizada Información Pública |
| | Palos de la Frontera | Unión Fenosa | 3 | 1.200 | Estudio de impacto ambiental |
| | Huelva | Energía y Gas de Huelva | 2 | 800 | Estudio de impacto ambiental |
| | Palos de la Frontera | Unión Fenosa | 2 | 800 | Realizada Información Pública |
| SUBTOTAL | | | 8 | 3.180 | |
| SEVILLA | Guadaira | Endesa Generación | 1 | 390 | Realizada información pública |
| SUBTOTAL | | | 1 | 390 | |
| TOTALES | | | 20 | 7.900 | |

**Solicitudes para la instalación de centrales de ciclo combinado en Andalucía**

**Actualizadas a 31/12/2001**

No se incluyen las centrales con tramitación suspendida o en estudio

POTENCIA TOTAL SOLICITADA: 7.900 MW




la refrigeración y de la posibilidad real de evacuación de la energía eléctrica generada.

Por otra parte, hay que hacer constar que la aprobación de estas centrales depende directamente del Gobierno Central, de acuerdo con lo establecido por la legislación nacional al respecto (Ley 54/97 del Sector Eléctrico).

En la tabla adjunta se muestra la situación actual de las solicitudes de centrales de ciclo combinado en Andalucía.

Entre los criterios a adoptar para la definición de una alternativa que contemple la instalación de las centrales térmicas de ciclo combinado en Andalucía se encuentran:

- Lograr, al menos, la autosuficiencia en generación eléctrica con los márgenes de operatividad exigidos, haciendo posible un incremento de tensiones y una mayor potencia de cortocircuito.

- Permitir el equilibrio y el reparto territorial de las localizaciones, al objeto de optimizar y completar la infraestructura energética (gasista y eléctrica) existente.

- Reducir las pérdidas por transporte y distribución, condición que se cumple si el sistema de generación está óptimamente distribuido en toda la región.

- Ajustar la potencia de generación, así como su localización, en coherencia con el modelo energético que se proponga, siendo por tanto conscientes de las consecuencias, tanto positivas como negativas, que siempre acompañan a la generación eléctrica.

Dentro del régimen ordinario es preciso analizar la situación de las centrales térmicas actualmente en operación en Andalucía. El año de entrada en carga de las mismas se muestra en la siguiente tabla.

| Central | Provincia | Combustible | Año |
|---|---|---|---|
| Cristóbal Colón | Huelva | Bicombustible | 1961 |
| Bahía de Algeciras | Cádiz | Bicombustible | 1970 |
| Los Barrios | Cádiz | Carbón de importación | 1985 |
| Puente Nuevo | Córdoba | Carbón nacional | 1966 |
| Litoral (grupo I) | Almería | Carbón de importación | 1985 |
| Litoral (grupo II) | Almería | Carbón de importación | 1997 |

Fuente: Ministerio de Economía

Según UNESA, la vida útil de una central térmica de carbón de importación se sitúa en unos 25 años. Más que vida útil se debería entender esta cifra como período de amortización de la central, pues hay un buen número de térmicas de este tipo funcionando en España que superan con creces este período.

Atendiendo al dato de UNESA, y suponiendo el mismo plazo para las plantas bicombustible, la central de Puente Nuevo (carbón nacional) y Bahía de Algeciras y Cristóbal Colón (bicombustible) habrían sobrepasado su vida útil o su período de amortización según se entienda.

En los últimos años las centrales bicombustible andaluzas vienen entrando en carga únicamente en puntas de demanda, produciendo durante un número de horas bastante reducido al año. En estas centrales la utilización de fuelóleo como combustible ha ido perdiendo peso, siendo sustituido en su mayor parte por gas natural en ciclo simple. La total amortización de estas centrales y el alto precio pagado por en kWh en punta hacen aún rentable su operación, si bien, es previsible que un aumento del parque generador en los próximos años, con tecnologías más eficientes (ciclos combinados) fuercen la sustitución o el cierre de las mismas.

En cuanto a la central térmica Puentenuevo de carbón nacional, y no habiéndose pronunciado al respecto sus nuevos propietarios, se podría prever una sustitución por un ciclo combinado debido a las fuertes restricciones medioambientales impuestas por las Directivas Europeas encaminadas a la reducción de emisiones.

## Régimen especial

La previsión en el incremento de la potencia instalada en centrales acogidas al régimen especial para el año 2006 se sitúa en torno al 311,9 %, pasando de los 986,8 MW actuales a 4.064,5 MW en 2006.

El desarrollo de la cogeneración en Andalucía se estima en 280 MW en el período 2001-2006. Es necesario hacer constar la fuerte dependencia que sobre el desarrollo de este tipo de instalaciones tiene la prima al kWh producido, cuya aprobación se encuentra en manos del Gobierno Central. El incremento de potencia se describe en el capítulo de Ahorro y Eficiencia Energética.

Los incrementos de potencia durante el período 2001-2006 en las instalaciones de energías renovables acogidas al régimen especial y cogeneración se recogen en la siguiente tabla:

| Tecnología | Incremento de potencia (MW) |
|---|---|
| Hidráulica | 24,0 |
| Eólica | 2.553,8 |
| Termosolar | 100,0 |
| S. fotovoltaica | 6,9 |
| Biomasa | 113,0 |
| Cogeneración | 280,0 |
| TOTAL | 3.077,7 |

*«La previsión en el incremento de la potencia instalada en centrales acogidas al régimen especial para el año 2006 se sitúa en torno al 311,9%, pasando de los 986,8 MW actuales a 4.064,5 MW.»*

*«El desarrollo de la cogeneración en Andalucía se estima en 280 MW en el período 2001-2006.»*

*«Comparando la situación actual con la prevista para el año 2006 se observa un cambio radical en la participación de las distintas tecnologías de producción eléctrica. Así, los ciclos combinados a gas adquieren el mayor protagonismo, aportando el 47,8% de la generación. El carbón pasaría del 47,1% actual al 21,3%. Las energías renovables del 3,7% al 17,7%. Las centrales bicombustible serían sustituidas por ciclos combinados a gas.»*

*«Andalucía pasará de ser región importadora a exportar energía eléctrica. La evolución prevista para la tasa de autogeneración eléctrica pasa del 69,7% actual al 118,7% en 2006.»*

Una vez tenidos en cuenta los desarrollos previstos tanto para el régimen ordinario como para el régimen especial, el sistema de generación eléctrica en el año 2006 quedará de la siguiente manera:

| **Potencia eléctrica instalada operativa** | **2000** | **2006** |
|---|---|---|
| Hidráulica (régimen ordinario sin bombeo) | 474,7 | 474,7 |
| Bombeo | 570,0 | 570,0 |
| Centrales de carbón nacional | 324,8 | 0,0 |
| Centrales de carbón importado | 1.712,0 | 1.712,0 |
| Centrales bicombustible | 1.133,0 | 0,0 |
| Ciclos combinados | 0,0 | 3.600,0 |
| TOTAL RÉGIMEN ORDINARIO | 4.214,5 | 6.356,7 |
| Cogeneración (excluida la biomasa) | 695,8 | 975,8 |
| Hidráulica (régimen especial) | 77,8 | 101,7 |
| Eólica | 146,2 | 2.700,0 |
| Termosolar | 0,0 | 100,0 |
| Solar fotovoltaica | 3,610,5 | 0,0 |
| Biomasa | 51,3 | 164,3 |
| Generación régimen especial | 12,1 | 12,1 |
| TOTAL RÉGIMEN ESPECIAL | 986,8 | 4.064,5 |
| POTENCIA TOTAL INSTALADA | 5.201,3 | 10.421,2 |

En el cuadro que se muestra a continuación aparece representado el balance eléctrico en el año 2000 así como las previsiones de los balances en el año 2006 resultante de las hipótesis adoptadas en el escenario de ahorro.

| | **2000** | **2006** |
|---|---|---|
| PRODUCCIÓN BRUTA DEL RÉGIMEN ORDINARIO (GWh) | 16.789,0 | 31.606,0 |
| Hidráulica | 475,5 | 570,0 |
| Bombeo | 459,5 | 400,0 |
| Centrales de carbón nacional | 2.102,0 | 0,0 |
| Centrales de carbón importado | 12.093,0 | 9.456,0 |
| Centrales bicombustible fuelóleo | 774,0 | 0,0 |
| Centrales bicombustible gas natural | 885,0 | 0,0 |
| Ciclos combinados | 0,0 | 21.180,0 |
| Consumo en generación hidráulica | 27,1 | 32,4 |
| Consumos en generación térmica | 661,9 | 1.170,0 |
| Consumos del bombeo | 663,0 | 577,1 |
| PRODUCCIÓN NETA DEL RÉGIMEN ORDINARIO (GWh) | 15.437,0 | 29.826,5 |
| ENERGÍA ADQUIRIDA AL RÉGIMEN ESPECIAL (GWh) | 3.385,0 | 11.091,8 |
| Eólica | 358,0 | 5.928,8 |
| Hidráulica | 91 | 146,6 |
| Solar fotovoltaica | 0,4 | 8,0 |
| Termosolar | 0,0 | 200,0 |
| Cogeneración | 2.694,0 | 3.755,7 |
| Biomasa | 171,0 | 967,9 |
| Otros residuos | 71,0 | 84,8 |
| Energía autoconsumida por el régimen especial (GWh) | 836,5 | 1.609,6 |
| Energía solar fotovoltaica aislada (GWh) | 6,1 | 10,9 |
| PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (GWh) | 21.018,0 | 44.318,3 |
| PRODUCCIÓN NETA TOTAL (GWh) | 18.822,0 | 40.918,3 |
| Saldo de intercambios de energía eléctrica (GWh) | 9.132,0 | -6.972,3 |
| DEMANDA BRUTA (GWh) | 30.149,0 | 37.346,0 |
| Pérdidas en transporte y distribución | 2.697,0 | 3.649,0 |
| DEMANDA NETA (GWh) | 25.257,0 | 30.297,0 |
| TASA DE AUTOPRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN ANDALUCÍA | 69,7% | 118,7% |

Comparando la situación actual con la prevista para el año 2006 se observa un cambio radical en la participación de las distintas tecnologías de producción eléctrica. Así, los ciclos combinados a gas adquieren el mayor protagonismo, aportando el 47,8% de la generación. El carbón pasaría del 47,1% actual al 21,3%. Las energías renovables pasarían del 3,7% al 17,7%. Las centrales bicombustible serían sustituidas por ciclos combinados a gas.

Cobertura de la demanda de energía eléctrica en el año 2000



Previsión de la estructura de generación eléctrica en el año 2006



Con este desarrollo, Andalucía pasará de ser una región importadora a exportar energía eléctrica. La evolución prevista para la tasa de autogeneración eléctrica pasa del 69,7% actual al 118,7% en 2006.

## 7.4.- Propuestas de ampliación de la red eléctrica

Históricamente, Andalucía ha sufrido un gran déficit en su balanza eléctrica, siendo un consumidor neto de la energía generada en otras Comunidades Autónomas. Esta situación ha condicionado el dibujo de la red de transporte de 400 kV, que dispone básicamente de tres ramales norte sur: Pinar del Rey-Guillena, Tajo de la Encantada-Guadame y Litoral-Rocamora. Estos ramales conectan las fuentes de generación de Andalucía con el resto de la península y con los principales focos de consumo, unidos en su extremo sur por un ramal horizontal que parte de Litoral y finaliza en Pinar del Rey pasando por Huéneja, Caparacena, y Tajo de la Encantada. Los puntos de unión de los trazados verticales y horizontales coinciden con los escasos centros de producción con potencia significativa, Algeciras, Tajo de la Encantada y Carboneras.

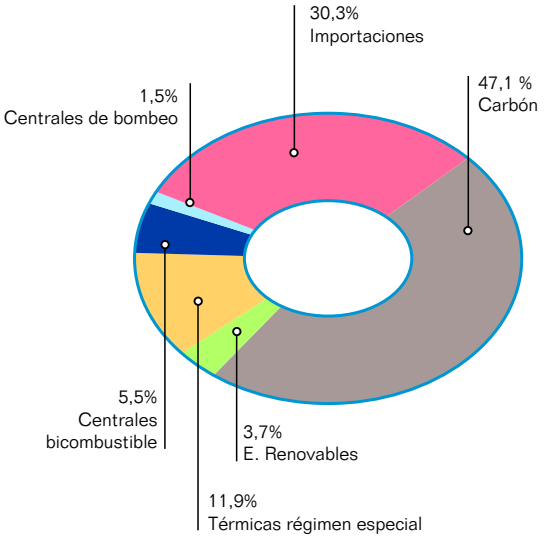
Actualmente, los proyectos de instalaciones de generación propuestos en la Comunidad, principalmente de generación a través de centrales de ciclo combinado a gas y de parques eólicos, dibujan un escenario bien diferente. La consecución de este nuevo escenario dará lugar a un cambio en el sentido del flujo eléctrico, que en unos años se invertirá pasando a ser sur-norte.

La infraestructura eléctrica de transporte de Andalucía debe ir desarrollándose de forma que tenga capacidad para soportar estos cambios, previendo con la suficiente antelación aquellas actuaciones que respondan a las necesidades de evacuación de nueva potencia así como al suministro del incremento del consumo interno.

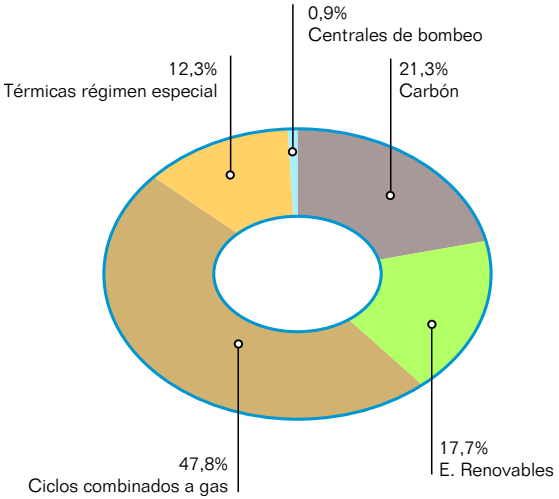
Dichas actuaciones deben configurar un diseño de red que derive en un sistema equilibrado y eficiente, teniendo en cuenta los criterios de equilibrio intrarregional, imprescindibles en una comunidad de la extensión de Andalucía.

De acuerdo con lo anterior, y según se ha expuesto en otros capítulos, el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 tiene como uno de sus objetivos básicos seguir mejorando la infraestructura de transporte y distribución eléctrica de Andalucía, posibilitando la evacuación y el transporte de toda la electricidad generada y propiciando que este sector energético llegue en cantidad y calidad al mayor número de habitantes de la región.

En este apartado se exponen las actuaciones de mayor relevancia que, bien las compañías eléctricas, bien la Junta de Andalucía, estiman necesarias para la




Generación bruta andaluza: 21.017 GWh
Importaciones: 9.132 GWh
Tasa de autogeneración: 69,7%




Generación bruta andaluza: 44.318,3 GWh
Exportaciones: 6.997,3 GWh
Tasa de autogeneración: 118,7%

consecución del objetivo antes mencionado. Para ello se ha seguido el siguiente esquema: en primer lugar, y tomando como referencia el documento de Red Eléctrica de España titulado «Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía» de abril de 2001, se han extraído tanto las actuaciones programadas como las propuestas de ampliación de la red derivadas de la previsión de nueva potencia de generación en Andalucía.

En segundo lugar se incluyen las propuestas de ampliación de red de transporte que la Junta de Andalucía cree necesarias para conseguir la evacuación del incremento de potencia previsto en los próximos años, incluida la potencia resultante de proyectos de generación con biomasa y estudios de potencial eólico, así como aquellas que garantizan un desarrollo igualitario de todo el territorio y mejoran la calidad de servicio.

Posteriormente se recogen las propuestas de desarrollo de la red de Endesa Distribución.

### Actuaciones programadas por Red Eléctrica de España en el documento «Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía».

- Red de 400 kV
  - Nueva subestación de 400 kV en Huéneja con entrada/salida de la línea Caparacena-Litoral 400 kV.
  - Nueva subestación de 400 kV en Lucena con entrada/salida de la línea Guadame-Tajo 400 kV.
  - Nueva subestación de 400 kV en Arcos de la Frontera con entrada/salida de la línea Pinar del Rey-D. Rodrigo 400 kV.
  - Nueva subestación en Puerto de la Cruz con entrada/salida de la línea Pinar del Rey-Estrecho 400 kV, equipada con transformación 400/220 kV (600 MVA).
  - Nueva subestación de 400 kV en Pinar del Rey (Pinar 2) con entrada/salida de la línea Pto. Cruz-Fardioua 400 kV.
  - Nueva línea D. Rodrigo-Pto. Cruz 400 kV (tramo Pinar-Pto. Cruz).
  - Segunda unidad de transformación 400/220 kV en Pinar del Rey (600 MVA).
  - Instalación del segundo circuito en la línea Litoral-Rocamora 400 kV.
  - Instalación del segundo circuito en la línea Guadame-Valdecaballeros 400 kV.
  - Conexión Palos-Guillena mediante una nueva línea de 400 kV.
- Red de 220 kV
  - Nuevas subestaciones de 220 kV de apoyo a mercado: Palomares, Rocío, Olivares, Úbeda, Fargue, Casillas, Villanueva del Rey y Órgiva.
  - Nueva línea Cartuja-Pto. Real 220 kV.
  - Nueva subestación de 220 kV en Berja para evacuación de parques eólicos entre Benahadux y Órgiva.
  - En la topología básica de referencia para la evacuación de generación eólica se contempla la transformación de 132 kV a 220 kV de los cir-

cuitos Dos Hermanas-Puerto Real 132 kV y Puerto Real-Casares 132 kV.

- Paterna y Vejer. Asociadas a una evacuación de la zona de la Janda y conectadas al eje Pinar-D. Rodrigo 220 kV D/C.

- Facinas y Puerto Cruz. Para la evacuación de la zona de Tarifa (conectadas mediante la transformación 400/220 kV de Puerto Cruz).

- Adicionalmente se presentan configuraciones topológicas complementarias de mallado en la zona de Cádiz.

- Línea Torrearenilla-Rocío-Palomares.

- Línea Úbeda- Olivares.

### Actuaciones propuestas por Red Eléctrica de España en el documento «Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía» derivadas de la previsión de nueva potencia de generación en Andalucía.

- Transformación a 220 kV de las líneas de 132 kV Dos Hermanas-Cartuja, Cartuja-Puerto Real y Puerto Real-Paterna.

- Doble circuito Arcos-Lucena 400 kV.

- Doble circuito Guadame-Lucena 400 kV (con la inclusión del segundo circuito).

- Transformador Lucena 400/132 kV.

- Nuevo eje de 400 kV desde Andalucía: transformación a 400 kV del actual eje Guillena-Mérida-Almaraz 220 kV.

- Plan regional de incremento de capacidad, particularmente de la línea Guillena-Bienvenida 400 kV y un programa específico para la red de 220 kV.

### Actuaciones propuestas por la Junta de Andalucía.

Superponiéndole al estudio realizado por Red Eléctrica de España en el documento «Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía» el análisis de las bolsas potenciales de parques eólicos llevado a cabo por la Junta de Andalucía, aparecen una serie de deficiencias en el corto-medio plazo en la red para su evacuación.

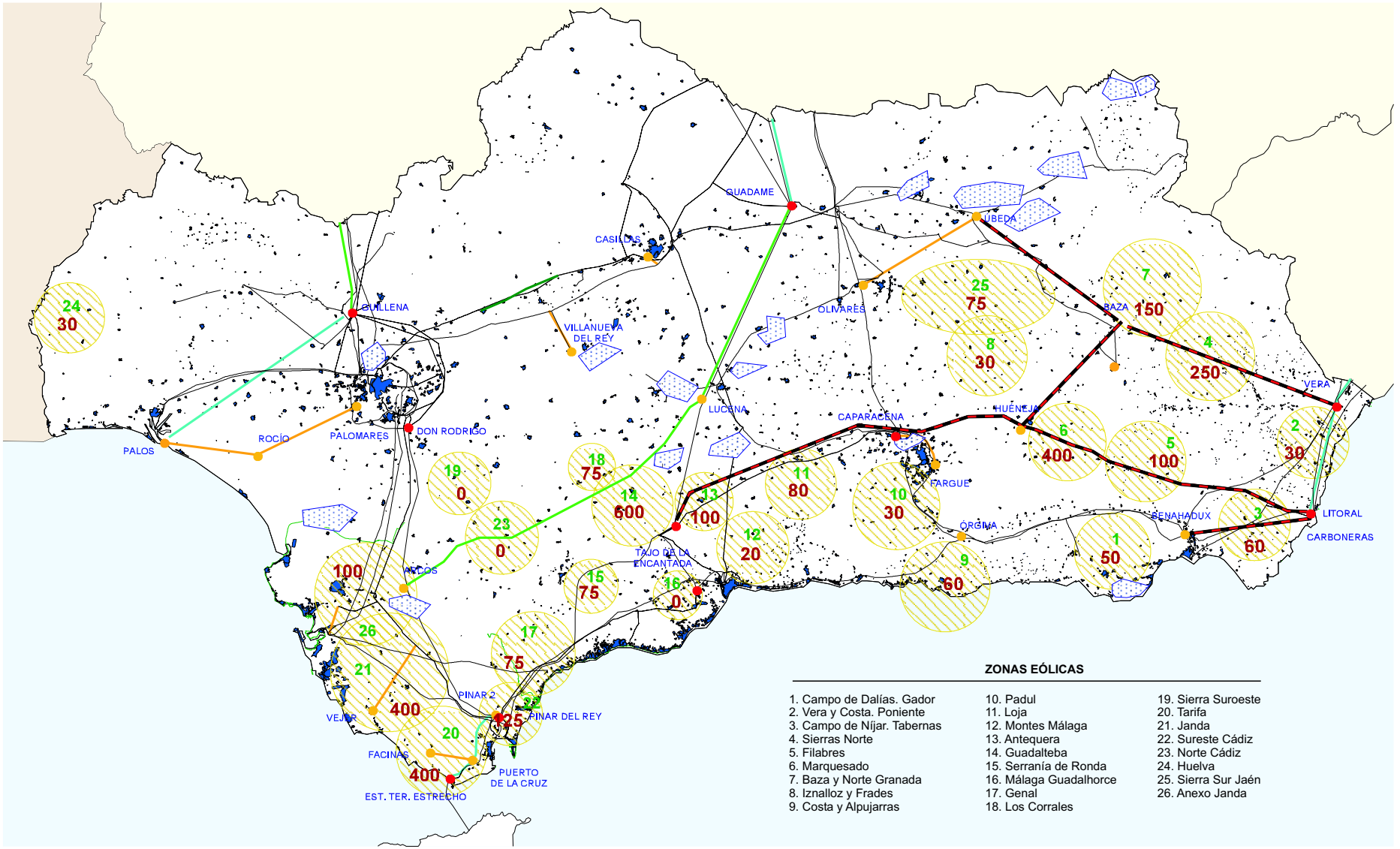
Las siguientes propuestas vienen a paliar dichas deficiencias así como a potenciar el desarrollo de la red de evacuación de las provincias orientales de Andalucía, que permita la instalación de un foco de generación eléctrica (ciclo combinado) que a su vez lleve el gas natural canalizado a esta parte del territorio.

- Subestación para la acometida directa a la línea de 400 kV de Tajo de la Encantada con objeto de evacuar la potencia eólica prevista, muy superior a la que puede dar salida la subestación actual de 220 kV en ese punto.

- Evacuación del nordeste de Granada y la provincia de Almería mediante el siguiente desarrollo de red:

  - Línea de D/C en 132 kV uniendo las subestaciones Baza y Vera.

  - Línea de 400 kV uniendo la futura subestación Huéneja, propuesta por Red Eléctrica sobre la actual línea de 400 kV Caparacena-Carboneras (Litoral), con la construcción de una futura subestación 400/132 kV ampliación de la actual subestación Baza 132/66 kV.




**Propuesta de desarrollo de la red eléctrica de transporte**

Línea existente
- 400 kV
- 220 kV
- 132 kV

Programada
- REE 400 kV
- REE 220 kV
- Propuesta REE
- Propuesta Junta de Andalucía

- Subestación en servicio
- Subestación propuesta

5 Indentificador zona eólica
23 Potencia eólica a evacuar

Ubicación prevista planta biomasa

Estas actuaciones sientan las bases para un desarrollo posterior al final del período de vigencia del Plan o fuera de éste, en función de las solicitudes a las que se vea sometida la red por la consecución de proyectos eólicos en la zona, con un posible cierre en 220 kV hacia la futura subestación Úbeda 220 kV y/o la actual subestación Vera.

- Refuerzo con doble circuito en 400 kV de la línea Carboneras (Litoral)-Huéneja-Tajo de la Encantada.

- Conexión Benahadux-Carboneras (Litoral) a 220 kV.

En el mapa adjunto se muestran las actuaciones y propuestas mencionadas.

## Propuesta de actuaciones de Endesa Distribución

Sevillana Endesa, perteneciente a Endesa Distribución, desarrolla la mayor parte de las actividades de Transporte y Distribución de energía eléctrica en Andalucía, siendo propietaria de la mayoría de la infraestructura eléctrica en la región. Por este motivo se recogen a continuación las propuestas de desarrollo de la red remitidas por dicha empresa para el período de vigencia del Plan Energético.

Hay que hacer constar que algunas de las propuestas de Endesa Distribución se encuentran contempladas en los puntos anteriores, no obstante, dada su mayor descripción se han mantenido en el siguiente listado. Por otra parte, y dependiendo de la necesidad de acudir a zonas concretas del territorio para resolver problemas imprevistos en la red, pudiera retrasarse la ejecución de alguna de estas actuaciones, quedando fuera del período 2001-2006.

Las propuestas de desarrollo son las siguientes:

- Actuación Caparacena-Gabias 220 kV.

  *Descripción*: Construcción de un tramo de línea de 220 kV, de unos 6,6 km. aproximadamente, entre las subestaciones de Caparacena 220 kV y Atarfe 220 kV, para conexión con la línea actual de Atarfe-Gabias 220 kV, quedando una línea Caparacena-Gabias 220 kV. Este nuevo tramo va en D/C con la línea Guadame-Atarfe 220 kV durante unos 4,8 km. aproximadamente, hasta la entrada en la subestación Atarfe 220 kV.

- Actuación Fargue 220-66 kV.

  *Descripción*: Construcción de un parque de 220 kV en la actual subestación Fargue 132 y 66 kV, con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 18 km. de longitud, preparada para D/C en la mayor parte de su recorrido, que conectará con las subestaciones de Atarfe 220 kV y Caparacena 220 kV.

- Actuación Órgiva 220-132 kV.

  *Descripción*: Construcción de un parque de 220 kV en la actual subestación Órgiva 132 y 66 kV, con una transformación 220/132 kV de 100 MVA. La alimentación en 200 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 1.5 km. de longitud aproximadamente, de D/C que hará entrada/salida en la línea Gabias-Benahadux 220 kV, conectando Órgiva 220 kV con las subestaciones de Gabias 220 kV y Benahadux 220 kV.

- Actuación Órgiva 2º trafo 220-132 kV.

  *Descripción*: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Órgiva 220 kV.

- Actuación Puerto de Santa María 220-66 kV.

  *Descripción*: Construcción de una nueva subestación en la zona oeste de Cádiz, denominada Puerto de Santa María, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una transformación 220/66 kV. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 18 km. de longitud, preparada para D/C, que se conectará con la subestación de Cartuja 220 kV.

- Actuación Cartuja-Puerto Real 220 kV.

  *Descripción*: Construcción de una línea de 220 kV, de unos 18 km. aproximadamente, preparada para D/C, que conectará entre sí las subestaciones de Cartuja 220 kV y Puerto Real 220 kV.

- Actuación Parralejo 220-66 kV.

  *Descripción*: Construcción de una nueva subestación en la zona sur de Cádiz, denominada Parralejo, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una transformación 220/66 kV. La alimentación en 220 kV se realizará mediante la construcción de una nueva línea de 220 kV, de unos 30 km. de longitud, que conectará con la línea Pinar-Cartuja 220 kV a través de una subestación de entronque denominada Paterna 220 kV.

  Esta nueva instalación, preparada para D/C, soportará la línea Paterna-Parralejo 220 kV en uno de sus circuitos, y Medina-Vejer 66 kV en el otro, ya que reemplazará a la actual línea Medina-Vejer 66 kV utilizando su traza.

- Actuación Pinar 2º trafo 400-220 kV.

  *Descripción*: Instalación de un segundo transformador 400/220 kV de 600 MVA en la subestación Pinar 400 kV.

- Actuación Puerto Real-Casares 132 kV a 220 kV.

  *Descripción*: Repotenciación de la actual línea Puerto Real-Casares 132 kV mediante el cambio de tensión de aislamiento a 220 kV para su explotación a dicha tensión.

- Actuación eólicas Tarifa.

  *Descripción*: Construcción de dos nuevas subestación en la zona sur de Tarifa (Cádiz), denominadas Puerto de la Cruz 400 kV y 220 kV, con una transformación 400/220 kV, y Facinas 220 kV, conectadas a su vez con una línea de 220 kV, de unos 18 km. de longitud y preparada para D/C.

- Actuación Casillas 220-66 kV.

  *Descripción*: Instalación de un nuevo parque de 220 kV en la subestación Casillas 132/66 kV (Córdoba) y transformación 220/66 kV 120 MVA. El nuevo parque 220 kV se conectará a la red mediante una L/220 kV D/C AlAc 454,5 y 4,1 km. de longitud haciendo entrada-salida en la L/220 kV Lancha-Villanueva del Rey.

- Actuación Lancha 220/132 kV.

  *Descripción*: Instalación del tercer transformador 220/132 kV 150 MVA en la subestación Lancha.

- Actuación Alcores 2º trafo 220-132 kV.

  *Descripción*: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Alcores 220 kV.

- Actuación Aljarafe 220-66 kV.

  *Descripción*: Construcción de una nueva subestación en la zona del Aljarafe de Sevilla, con parques de 220 kV y de 66 kV y con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante E/S en la línea Santiponce-Quintos 220 kV. (1 km. línea aérea de DC).

- Actuación Don Rodrigo – E/S Aljarafe – Quintos 220 kV.

  *Descripción*: Construcción de una nueva línea de D/C de 16 km. desde Don Rodrigo haciendo E/S en la línea Aljarafe – Quintos 220 kV. Construcción en Don Rodrigo de nuevas posiciones de 220 kV de salida de línea para el D/C anterior.

- Actuación Guillena 2º trafo 220-132 kV.

  *Descripción*: Instalación de un segundo transformador 220/132 kV de 150 MVA en la subestación Guillena 220 kV.

- Actuación Siderúrgica Sevillana. paso de 132 kV a 220 kV.

  *Descripción*: Instalación de una posición de 220 kV en la subestación Dos Hermanas 220 kV y repotenciación de la actual línea Dos Hermanas – Siderúrgica Sevillana 132 kV mediante el cambio de tensión de aislamiento a 220 kV para su explotación a dicha tensión.

- Actuación Villanueva del Rey 220 kV/66 kV.

  *Descripción*: Construcción de una nueva subestación 220 kV con una transformación 220/66 kV de 120 MVA. La alimentación en 220 kV se realizará mediante E/S en la línea Santiponce-Lancha 220 kV.

- Actuación Colón-Torrearenillas 220 kV. Variación de trazado.

  *Descripción*: Modificación del trazado de la línea 220 kV Colón-Torrearenillas a su paso por el Estero de Domingo Rubio en Huelva. Esta modificación conlleva el desmantelamiento de parte de la línea actual. Se ven también afectadas las líneas Colón - Ertoil 66 kV, Colon-Eiasa 50 kV y un tramo de la línea 220 kV Santiponce-Torrearenillas.

  Se han analizado dos alternativas y se está a la espera de contestación por parte de la D.G. Costas.

  La alternativa más simple conlleva:

  - Desmantelamiento de 2,2 Km. de 2 líneas de 220 kV.
  - Desmantelamiento de 2,8 Km. de línea 66 kV y 0,7 Km. línea 50 kV.
  - Construcción de 2,5 Km. de cuádruple circuito (2 de 220 kV).

- Actuación E/S Santiponce-Torrearenillas.

  *Descripción*: Realizar E/S en subestación Colón desde la línea 220 kV Santiponce-Torrearenillas.

- Actuación: nueva subestación 220-132 kV en Tharsis.

*Descripción*:

- Construcción de una línea aérea S/C preparada para D/C de 35 Km. de longitud desde subestación Onuba a la nueva subestación.
- Nueva subestación con instalación de transformación 220/132 kV.
- Construcción de línea D/C para entrada/salida en la línea Chanza-Dehesa en 132 kV.

• Actuación Olivares 220/132 kV.

*Descripción*:

- E/S en línea Guadame-Atarfe 220 kV, con una longitud de 10 Km.
- Transformación 220/132 kV, 150 MVA en subestación Olivares.
- Cambio de ubicación, dentro del parque, de trafo 132/66 kV existente.

• Actuación Aljarafe - Rocío 220 kV.

*Descripción*:

- Transformación 220/66 kV en subestación Rocío 66/15 kV.
- Construcción línea S/C 220 kV de 48 Km. entre Aljarafe y Rocío.
- Paso a 220 kV línea existente Rocío- Torrearenillas, aislada a 220 kV pero explotada a 66 kV.

• Actuación Úbeda 220 kV.

*Descripción*:

- Línea S/C 220 kV, 45 Km. desde subestación Olivares.
- Transformación 220/132 kV, 150 MVA en subestación Úbeda.

• Actuación Casares 220-66 kV.

*Descripción*: Transformación 220/66 kV en Casares y eliminación de la transformación actual 132/66 kV, con alimentación E/S Ramos-Algeciras 220 kV.

• Actuación Alhaurín-Tajo 220 kV, 2º circuito.

*Descripción*: Pasar la línea Alhaurín-Tajo, actualmente simple circuito, a doble circuito.

• Actuación Málaga capital, nueva alimentación 66 kV.

*Descripción*: El plan global incluye las siguientes actuaciones sobre la red de transporte:

- Cambio del aislamiento de la actual línea D/C Ramos-Polígono-Térmica 132 kV a 220 kV.
- Nueva S.E. 220/66 kV, en los terrenos de la actual S.E. Polígono 132/20 kV. Conexión en E/S sobre la línea Ramos-Tajo 220 kV ckt1 a la entrada en la S.E. Ramos.
- Dos transformadores 220/66 kV 120 MVA en Polígono.
- Paso a 66/20 kV de las actuales S.E. Polígono y San Sebastián, ambas 132/20 kV. Quedarán alimentadas en 66 kV desde Polígono.
- Intercambio de las líneas Ramos-Montes 66 kV y Ramos-Nerja 132 kV en el tramo entre las subestaciones de Ramos y Montes, deshaciéndose la permuta a partir de la S.E. Montes. Esto supone aumentar la longitud de la línea de 132 kV y acortar la de la de 66 kV.

- (Trafo 220/66 kV en Ramos para el año 2010.)
- Desaparece en el esquema eléctrico la actual S.E. Térmica 132/66 kV.

- Actuación Benahadux – Carboneras 220 kV.

  *Descripción*: Pasar el D/C Benahadux - Carboneras, actualmente de 132 kV, a 220 kV.

- Actuación Barrios – Pinar. Paso a 400 kV circuito de 220 kV.

  *Descripción*: Pasar a 400 kV el circuito del D/C Pinar – Barrios que actualmente se explota a 220 kV.

- Actuación evacuación de centrales eléctricas.

  *Descripción*: Evacuación de la energía eléctrica generada en las distintas centrales de Ciclo Combinado que Endesa Generación tiene previsto instalar en Andalucía.

- Actuación ampliación de la transformación 220/66 kV.

  *Descripción*: Instalación de nueva transformación 220/66 kV en distintas subestaciones existentes.

  - Lancha 220/66 kV (Córdoba).
  - Casillas 220/66 kV (Córdoba).
  - Gabias 220/66 kV (Granada).
  - Puerto Real 220/66 kV (Cádiz).
  - Don Rodrigo 220/66 kV (Sevilla).
  - Ramos 220/66 kV (Málaga).

En cuanto a la mejora de los estándares de calidad eléctrica y a la resolución de carencias detectadas en la infraestructura de distribución eléctrica, se encuentra en fase de negociación entre la Junta de Andalucía y Sevillana-Endesa el denominado Plan Delta.

El Plan está constituido por cientos de obras que habrán de ser consensuadas entre la Administración Regional y Sevillana-Endesa, recogiendo tanto los estudios realizados por los técnicos de la empresa eléctrica en todas las provincias andaluzas, como todas las sugerencias realizadas por las Delegaciones Provinciales de Empleo y Desarrollo Tecnológico.

Además de «hacer posible y favorecer el desarrollo equilibrado de la región», y de «favorecer los procesos de desarrollo en el conjunto del territorio y en sus partes y ámbitos característicos, con especial atención a las áreas rurales y de estructura territorial más débil», se pretende «la concertación de las actuaciones en infraestructuras en las aglomeraciones urbanas, que reúnen más de la mitad de la población andaluza y son los principales focos de actividad económica de la región. Asimismo, se deberán analizar las actuaciones en infraestructuras en las ciudades medias andaluzas, cuyo desarrollo y organización en estructuras territoriales intermedias constituyen una de las principales estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía para alcanzar los objetivos de equilibrio territorial regional.

## 7.5.- Condicionantes ambientales de la generación y planificación eléctrica

Los condicionantes ambientales que contienen algunas Directivas Europeas ya aprobadas y otras que se encuentran en fase de aprobación son de tal entidad para el desarrollo de la producción eléctrica en los próximos diez años, que no pueden ser obviados en el capítulo de planificación energética.

Entre estas Directivas, y distinguiendo entre aquellas que aplican de forma directa y las que podrían aplicar de modo indirecto, destacan:

- De forma directa:
  - Directiva sobre Grandes Instalaciones de Combustión (Directiva GIC).
  - Directiva de Techos Nacionales de Emisión (Directiva NEC).
  - Directiva sobre el Control Integrado de la Contaminación (Directiva IPPC).
- De forma indirecta:
  - Directiva Marco de Calidad del aire, en concreto la Directiva Hija de Calidad del Aire nº 1, relativa a los valores límite de $SO_2$, $NO_x$, Partículas y Plomo en el aire ambiente.
  - Directiva Marco de Calidad del aire, en concreto la Directiva Hija de Calidad del Aire nº 3, relativa a los valores límite de ozono en el aire ambiente.

A continuación se muestra el calendario de regulación aplicable al sector eléctrico:

- 2001. Directiva Hija de calidad del aire nº 1 (zonificación y disposiciones legales).
- 2002. Directiva Hija de calidad del aire nº 3.
  - Directiva GIC.
  - Directiva TNE.
- 2003. Plan Nacional de Reducción de Emisiones (GIC y TNE).
- 2004. Plan Nacional de Instalaciones que se acogen al cierre previsto por GIC.
  - Burbuja del Plan Nacional de Reducción (GIC).
  - Primera revisión de la Comisión y el Parlamento Europeo del programa de reducción de la Directiva (TNE) a nivel Comunitario.
  - Permiso ambiental integrado para el funcionamiento de instalaciones de producción eléctrica IPPC.
- 2008. Segunda revisión de la Comisión y el Parlamento Europeo del programa de reducción de TNE.
- 2010. Aplicación y control de los valores de emisión, por contaminante y país, adjudicados por el Protocolo de Gotemburgo y TNE.
- 2016. Aplicación de nuevos valores límite de GIC para todas las centrales térmicas a excepción de las que utilicen como combustible antracitas (<10% de volátiles).
- 2018. Aplicación de nuevos valores límite de GIC a centrales térmicas que utilicen como combustible antracitas (<10% de volátiles).

### 7.5.1.- Incidencia reguladora en el sector eléctrico

La incidencia que la regulación ambiental puede producir en el futuro desarrollo del sector eléctrico se puede dividir desde el punto de vista de las empresas de producción en regulación de aplicación directa o indirecta, sin embargo, desde el punto de vista de la planificación energética, toda la legislación descrita anteriormente aplica de forma directa y se ha de tener en cuenta tanto en lo que se refiere a instalaciones de producción existentes como a futuras instalaciones a configurar para cubrir la demanda eléctrica.

Los términos en los que las Directivas anteriormente mencionadas en el calendario regulador intervienen son:

*Directiva Hija de calidad del aire n °1. Directiva 1999/30/CE del Consejo* de 22 de abril de 1999 relativa a los valores límite de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente.

Esta Directiva tiene por objeto:

- establecer valores límite y, en su caso, umbrales de alerta con respecto a las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente para evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos para la salud humana y para el medio ambiente en su conjunto;

- evaluar, a partir de métodos y criterios comunes, las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente; obtener información adecuada sobre las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente y velar por que la población tenga conocimiento de la misma;

- mantener la calidad del aire ambiente cuando ésta sea buena y mejorarla en los demás casos con respecto al dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y los óxidos de nitrógeno, las partículas y el plomo.

Dentro de las zonas de superación de límites de inmisión, los Estados Miembros estarán obligados a ejecutar planes de actuación de conformidad con el articulado que se propone en la Directiva 96/62.

La incidencia de esta Directiva es indirecta para el sector eléctrico, dado que no significa reducir las emisiones procedentes de una instalación de producción, consecuencia de los valores límite asignados para la calidad del aire ambiente, sin embargo, y en zonas donde se superen los límites de calidad del aire y exista o no una instalación de producción eléctrica en las proximidades (la dispersión de contaminantes incida en la superación de dicho límite), dicha instalación estará supeditada a los planes de actuación, que evidentemente determinarán tanto las condiciones de operación como de emisión de contaminantes regulados por esta Directiva de la instalación.

En lo que se refiere a la planificación, es claro y evidente que esta Directiva incide de forma directa. Una instalación futura, además del estudio de impacto consiguiente como instalación aislada del resto, deberá tener en cuenta el estudio multifoco y sumatorio de la dispersión de los contaminantes emitidos en la zona para controlar que no se superan los límites de calidad establecidos por esta Directiva.

Esta Directiva está actualmente en vigencia. Los Estados Miembros han enviado la zonificación a la Comisión, (isoconcentraciones de contaminantes de cada país), y adoptarán las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para cumplir esta Directiva a más tardar el 19 de julio de 2001, informando inmediatamente de ello a la Comisión.

*Directiva Hija de calidad del aire n °3*. Esta Directiva se encuentra en la actualidad en segunda lectura del Parlamento Europeo (PE). Dado que las enmiendas presentadas por el PE son de orden menor, es esperable que antes del fin del año 2001 esta Directiva sea aprobada. Consecuentemente la Directiva comenzaría su aplicación en el año 2003.

Esta Directiva tiene por objeto:

- establecer objetivos a largo plazo, valores objetivo, un umbral de alerta y un umbral de información para las concentraciones de ozono en el aire ambiente en la Comunidad que sirvan para evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos del ozono sobre la salud y el medio ambiente en general;

- garantizar el uso de métodos y criterios comunes para evaluar las concentraciones de ozono y, si procede, de los precursores del ozono (óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles) en el aire ambiente en los Estados Miembros;

- garantizar la obtención de información adecuada sobre los niveles ambientales del ozono y la posibilidad de acceder a la misma por parte de la población;

- garantizar, en lo que respecta al ozono, el mantenimiento de la calidad del aire ambiente donde ésta sea buena, y su mejora en caso contrario;

- garantizar una mayor cooperación entre Estados Miembros para la reducción de los niveles de ozono, la utilización de posibles medidas transfronterizas y los acuerdos sobre dichas medidas.

Se fijan valores objetivo a corto y largo plazo, la difusión de la información a partir de la superación de los valores límite con nivel umbral de información y otro de alerta, planes de acción a corto y largo plazo, todos los condicionantes serán aplicables a la contaminación transfronteriza buscando la cooperación entre países, se determinan las condiciones de obligatoriedad de medir y se fijan las condiciones de emisión y de información a la Comisión.

La Comisión a su vez emitirá los informes de superación de límites y de la situación del verano con los datos del año civil anterior, verificará los planes de actuación en función de las condiciones meteorológicas, enviará a mas tardar el 31 de Diciembre de 2004 un informe detallado de la aplicación de esta Directiva contrastando los resultados obtenidos por los modelos con las medidas reales, haciendo hincapié en relacionar las experiencias relativas a los efectos sobre la población de riesgo. Además en este informe se revisará el grado de cumplimiento de los objetivos de la Directiva incluyendo la emisión de una estrategia que conlleve al cumplimiento.

La Directiva incluye un artículo de sanciones que deja en manos de los Estados miembros, haciendo hincapié en que estas sanciones deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias.

La incidencia de esta Directiva, al igual que la anterior, es indirecta para el sector eléctrico. Dado que el ozono troposférico se forma como consecuencia del exceso de $NO_x$ y VOCs ayudado por las condiciones de temperatura y radiación solar, y teniendo en cuenta que una parte de las emisiones de $NO_X$ proceden de las emisiones de la producción eléctrica con combustibles fósiles, las centrales de generación estarán supeditadas a los planes de actuación, que evidentemente determinarán tanto las condiciones de operación como de emisión de contaminantes regulados por esta Directiva.

En lo que se refiere a la planificación, también es claro y evidente que esta Directiva incide de forma directa. Toda instalación existente y futura estará condicionada por la sumatoria de las emisiones de $NO_x$ que puedan darse en una determinada localización geográfica, sumatoria que no sólo involucra las emisiones del sector automoción, sino que también aglu-

tina los focos emisores fijos entre los que se encuentran las centrales térmicas.

*Directiva IPPC. Directiva 96/61/CE del Consejo* de 24 de septiembre de 1996 relativa a la prevención y al control integrados de la contaminación.

Esta Directiva tiene por objeto:

La prevención y la reducción integradas de la contaminación procedente de las actividades que figuran en el Anexo I (donde figura los contaminantes emitidos por el sector eléctrico en la generación térmica fósil). En ella se establecen medidas para evitar o, cuando ello no sea posible, reducir las emisiones de las citadas actividades en la atmósfera, el agua y el suelo, incluidas las medidas relativas a los residuos, con el fin de alcanzar un nivel elevado de protección del medio ambiente considerado en su conjunto.

Los condicionantes y requisitos para el cumplimiento de esta Directiva son los siguientes:

- Los titulares de las industrias están obligados a tomar medidas para evitar o, cuando no sea posible, reducir las emisiones contaminantes en atmósfera, agua y suelo, incluyendo residuos, mediante la aplicación de las mejores técnicas disponibles (MTD).

- Tanto las instalaciones existentes como las nuevas deberán solicitar una autorización para su funcionamiento.

- Las autoridades competentes de cada Estado deben determinar un procedimiento coordinado para la concesión de estos permisos (ventanilla única) explicitando los valores límite de emisión (VLE) para ciertas sustancias contaminantes, los requisitos para el control de los residuos y las medidas a aplicar en condiciones de explotación distintas de las normales.

- Los Estados Miembros deben garantizar que las autoridades competentes velen por que los sectores industriales afectados cumplan sus obligaciones.

- La fijación de los VLE se basará en las MTD, considerando las características técnicas de la instalación, su ubicación geográfica y las características locales del medio ambiente.

- La Comisión Europea ha creado el Foro de Intercambio de información sobre las MTD, que se apoya en unos grupos de trabajo técnicos, formados por expertos de las industrias, representantes de los Estados Miembros y otras organizaciones no gubernamentales. Estos se reúnen en el Instituto de Estudios Prospectivos y Tecnológicos IPTS, Organismo perteneciente a la Comisión Europea con sede en Sevilla. El objetivo es elaborar unos documentos de referencia BREF (Best available techniques REFerence document) sobre las MTD de cada sector.

- Las MTD han de ser viables desde el punto de vista técnico y económico.

- Cada Estado Miembro debe presentar un informe sobre los valores límite de emisión, basados en las MTD, a los 18 meses de transposición de la IPPC, y otro sobre la aplicación de la Directiva, a los tres años.

- La Comisión ha de publicar cada tres años, a partir de la información facilitada por los Estados

*«Los titulares de las industrias están obligados a tomar medidas para evitar o, cuando no sea posible, reducir las emisiones contaminantes en atmósfera, agua y suelo, incluyendo residuos, mediante la aplicación de las mejores técnicas disponibles (MTD).»*

Miembros, un inventario de las principales emisiones y sus fuentes responsables.

Esta Directiva será de aplicación en España una vez sea aprobado en las Cortes el Anteproyecto de Ley. A finales de 2007 las centrales existentes a la entrada en vigor de la Ley deberán renovar las autorizaciones ambientales, si bien, pueden existir otras causas que obliguen a una renovación anterior. Este permiso debe de ser renovado al menos cada 8 años. El órgano ambiental (ventanilla única) encargada de conceder la autorización ambiental estará ubicado en las CC.AA.

La incidencia de esta Directiva, es directa para el sector eléctrico no sólo en cuanto a lo que se refiere a la reducción de emisiones al medio receptor aire, sino para todos los medios receptores.

El control de las emisiones a los distintos medios receptores estará basado en la aplicación de la mejor técnica o tecnología económicamente viable, y supondrá para el sector eléctrico una inversión directa para acometer las reducciones propuestas para la continuidad de la operación de las instalaciones de generación eléctrica, función de la incidencia de dichas instalaciones en la superación de los límites de calidad del aire aguas y suelos así como en la superación de las cargas críticas.

Desde el punto de vista de la planificación, esta Directiva incide de forma directa como consecuencia de que las inversiones a realizar en algunas instalaciones harán inviable su continuidad, y por lo tanto, se deberá tener en cuenta la incorporación de nuevas instalaciones que sustituyan las que como consecuencia de la aplicación de esta Directiva no puedan superar la concesión del permiso ambiental.

*Directiva de Techos Nacionales de Emisión (TEN)*. Esta Directiva, que en junio de 2001 quedó aprobada en el Comité de Conciliación, quedará previsiblemente aprobada antes del fin del año 2001.

En esta Directiva se establecen los techos máximos de emisión para las emisiones de $SO_2$, $NO_x$, $VOC_s$ y $NH_3$, que deberán cumplir los Estados Miembros en el año 2010.

Las Directrices a tener en cuenta para conseguir las reducciones previstas serán objeto de una guía que editará la Comisión y que, previsiblemente estará basada en las simulaciones que en el contexto del Convenio de Ginebra para el desarrollo del Protocolo del Nitrógeno y sustancias afines, que preparó el Instituto Internacional de Análisis y Sistemas Aplicados (IIASA). En estas simulaciones se presentaban las reducciones de contaminantes por país para conseguir que las cargas críticas no fueran superadas en más de un 50% del exceso. Dichas simulaciones dieron lugar a unas cifras de reducción por país, por sector y por contaminante.

En la Directiva se prevén controles de reducción en el tiempo para comprobar el cumplimiento del objetivo de reducción propuesto para el año 2010 y en lo que respecta al sector eléctrico decir que las exigencias de reducción involucran a los contaminantes $SO_2$ y $NO_x$.

La incidencia de esta Directiva es directa para el sector eléctrico en lo que respecta a los contaminantes $SO_2$ y $NO_x$, pues aunque la propuesta de techo por país, y en concreto para España en $SO_2$ es de 746 kt y en $NO_x$ 847 kt, la desagregación para el sector eléctrico es de 411 kt y 186 kt respectivamente.

La reducción propuesta para el sector eléctrico supone una disminución con respecto al año base de 1990

en torno al 70% de las emisiones de $SO_2$ y el 35% de las emisiones de $NO_x$. La incidencia fundamental para el sector eléctrico en esta Directiva es con respecto al $NO_x$, pues el valor propuesto está muy ajustado a los valores que, incluyendo medidas de reducción primarias para las instalaciones existentes, supone estudiar los supuestos que se tendrán que dar para proponer nuevas instalaciones de generación eléctrica basadas en la combustión fósil.

*Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión (GIC)*. Esta Directiva conjuntamente con la anterior quedó aprobada en el Comité de Conciliación en junio de 2001 y será previsiblemente aprobada antes del fin de ese mismo año. En esta Directiva se establecen los límites individuales por instalación en $SO_2$, $NO_x$ y Partículas para instalaciones nuevas futuras, nuevas comprendidas entre el 1 de julio de 1987 y el 2001 e instalaciones existentes anteriores a 1987.

Los límites propuestos quedarán homologados en su totalidad y para todas las instalaciones en los años 2016 y 2018, estableciéndose valores intermedios en instalaciones nuevas y existentes, de forma individual o como burbuja nacional a partir del año 2008 hasta las fechas de homologación, con la salvedad de instalaciones existentes que se acojan a un plan de cierre con 20.000 horas de operación entre los años 2008 y 2016.

La incidencia de esta Directiva, es directa para el sector eléctrico en lo que respecta a los contaminantes $SO_2$, $NO_x$ y Partículas. El nivel de exigencia en los valores límite propuestos para el $SO_2$ supondrá la incorporación de equipos de desulfuración en el 100% de las instalaciones en el supuesto de incorporar de forma individual los límites exigidos y en el 80% de las instalaciones si se consigue acordar un plan de reducción en forma de burbuja (conseguir de forma colectiva la misma reducción que la aplicada de forma individual con los límites propuestos). En esta burbuja no estarían incorporadas las instalaciones existentes que se acojan al plan de cierre.

El nivel de exigencia en los valores límite propuestos para el $NO_x$, supondrá la incorporación de medidas primarias en la práctica totalidad de instalaciones, para conseguir en modo de burbuja la reducción individual propuesta. De otro modo (aplicación individual del límite) una gran parte de instalaciones existentes tendrían que incorporar equipos de desnitrificación.

Es obvio, que desde el punto de vista de la planificación de la demanda eléctrica, esta Directiva es fundamental tenerla en cuenta para conseguir que dicha demanda quede perfectamente acotada y cubierta.

P L **E** A N



# Infraestructura gasista

# 8.- Infraestructura gasista

## 8.1.- Introducción

Ya en el Plan Energético de Andalucía 1995-2000, la Junta de Andalucía apostó de manera decidida por el desarrollo de la red de gas natural, procurando que la misma abasteciese al mayor número posible de consumidores, fomentando el empleo de este combustible en la generación de electricidad (fundamentalmente, en sistemas de cogeneración) y, propiciando, en definitiva, que Andalucía equiparara sus consumos de gas natural a los del resto de España.

La Junta de Andalucía es consciente del importante papel que juega el gas natural como opción para reducir la actual dependencia de los derivados del petróleo. Su alta eficiencia y las menores emisiones generadas en su combustión, unido al crecimiento industrial del que suele ir acompañado el desarrollo de la red de gas natural, y a la posibilidad de llevar a cabo plantas híbridas junto a energías renovables, acrecientan el interés por su utilización.

Este interés se ve reforzado por la premisa del Gobierno Andaluz de establecer un sistema energético más descentralizado y justo socialmente, que permita en los próximos años el acceso al gas natural de un alto porcentaje de la población andaluza.

## 8.2.- Previsiones de gasificación

Enmarcados dentro del programa para la gasificación de Andalucía se encuentran los dos Convenios y las correspondientes Addendas firmadas entre la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico y las empresas Gas Natural SDG, S.A. y Repsol Butano, S.A.

Repsol Butano, S.A. a través de su línea de negocio Repsol Gas, se compromete a llevar cabo el programa de gasificación de municipios andaluces con propano canalizado a partir de plantas de gases licuados del petróleo (GLP). Este programa comprende las instalaciones de almacenamiento, distribución y suministro del propano.

Los objetivos perseguidos por el Convenio firmado por la Junta de Andalucía y la empresa Gas Natural, S.D.G., S.A. son los siguientes:

- Fomentar la instalación de nuevas centrales de generación eléctrica a partir de gas natural, contribuyendo a acercar la producción de dicha energía a los principales centros de consumo, con la consiguiente mejora de la calidad de servicio, y al mismo tiempo, paliando el déficit de generación eléctrica de la región.

- Desarrollar la distribución de gas natural en aplicaciones industriales, domésticas y comerciales en el ámbito territorial de la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Ambos objetivos contribuirán, además, a una mayor participación del gas natural en el abastecimiento de energía primaria, con las consiguientes ventajas derivadas de la utilización de una fuente de energía eficiente y de una incidencia sobre el medio ambiente muy inferior a la de otras fuentes de energía tradicionales.

Los compromisos adquiridos en este Convenio se centran en las siguientes instalaciones:

*«El interés por la promoción del gas natural refuerza la intención del Gobierno Andaluz de establecer un sistema energético más descentralizado y justo socialmente, que permita en los próximos años el acceso al gas natural de un alto porcentaje de la población andaluza.»*

### Características principales de las infraestructuras gasistas a realizar por ENAGÁS, S.A.

- *Gasoducto Puente Genil – Málaga*: Presión de diseño 80 bares. Longitud aproximada 118,7 km. De ellos, 94,4 km serán realizados en 20" de diámetro, 15,9 km en 16" de diámetro y 8,4 km en 10" de diámetro.

- *Gasoducto Málaga Este*: Presión de diseño 80 bares. Longitud aproximada 10 km. en 16" de diámetro hasta su llegada a la Central Térmica.

- *Gasoducto Málaga Estepona (Tramo I Mijas)*: Presión de diseño 80 bares. Longitud aproximada 17,6 km. en 10" de diámetro.

- *Gasoducto Málaga Estepona (Tramo II Estepona)*: Presión de diseño 80 bares. Longitud aproximada 43,5 km. en 10" de diámetro.

### Características principales de las infraestructuras gasistas a realizar por GAS NATURAL S.D.G.

- *Ramal a Rincón de la Victoria*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 24 km. en 6" de diámetro.

- *Red de Puente Genil*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 28 km. De ellos, 27,1 km serán realizados en 4" de diámetro y 0,9 km en 2" de diámetro.

- *Red de Osuna*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 10 km. De ellos, 8,1 km serán realizados en 4" de diámetro y 1,9 km en 6" de diámetro.

- *Red de la Roda de Andalucía*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 4,2 km. De ellos, 3,5 km serán realizados en 6" de diámetro y 0,7 km en 4" de diámetro.

- *Red de Antequera*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 11,3 km. De ellos, 8,3 km serán realizados en 6" de diámetro y 3 km en 4" de diámetro.

- *Red de Cártama*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 5,6 km. De ellos, 5,4 km serán realizados en 4" de diámetro y 0,2 km en 2" de diámetro.

- *Red de Alhaurín el Grande – Coín*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 6 km. realizados en 4" de diámetro.

- *Red de Málaga – Alhaurín de la Torre*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 30 km. De ellos, 10,6 km serán realizados en 10" de diámetro, 3,6 km en 8" de diámetro, 1,9 km en 6" de diámetro, 9,8 km en 4" de diámetro y 4,1 km en 2" de diámetro.

- *Red de Rincón de la Victoria*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 0,6 km. realizados en 4" de diámetro.

- *Red de Fuengirola – Mijas*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 8 km. realizados en 6" de diámetro.

- *Ramal a Fuente de Piedra*: Presión de diseño 16 bares. Longitud aproximada 1km. realizado en 6" de diámetro.

### Características principales de las infraestructuras gasistas a realizar por GAS ANDALUCÍA, S.A.

- *Red doméstico comercial de Puente Genil*: Longitud aproximada 37,3 km.
- *Red doméstico comercial de Estepa*: Longitud aproximada 7,6 km.
- *Red doméstico comercial de Antequera*: Longitud aproximada 7,8 km.
- *Red doméstico comercial de Cártama*: Longitud aproximada 4,9 km.
- *Red doméstico comercial de Alhaurín el Grande – Coín*: Longitud aproximada 15,3 km.
- *Red doméstico comercial de Málaga – Alhaurín de la Torre*: Longitud aproximada 6,5 km.
- *Red doméstico comercial del Rincón de la Victoria*: Longitud aproximada 0,8 km.
- *Red doméstico comercial de Benalmádena*: Longitud aproximada 4,5 km.
- *Red doméstico comercial de Fuengirola – Mijas*: Longitud aproximada 5,5 km.

El plazo de ejecución, modificado en la Addenda, se establece en el 30 de noviembre de 2004, teniendo que estar en dicha fecha todas las instalaciones ejecutadas y en condiciones de funcionamiento.

La empresa Meridional de Gas, S.A.U. (MEGASA) tiene concedidas Autorizaciones Administrativas para la distribución en diversos municipios de las provincias de Almería, Granada, Jaén, Málaga y Cádiz. MEGASA tiene previsto para los próximos años aumentar considerablemente el número de municipios con suministro de gas natural.

Igualmente, la empresa GAS ANDALUCÍA, S.A. perteneciente al grupo GAS NATURAL S.D.G., tiene proyectado el abastecimiento con gas natural canalizado de municipios repartidos por toda la geografía andaluza.

Los Convenios antes mencionados y el análisis de las iniciativas privadas hacen prever que en el año 2006 el 90% de la población residente en núcleos de más de 20.000 habitantes tendrán posibilidad de acceder al suministro de gas.

## 8.3.- Propuestas de la Junta de Andalucía para la ampliación de la red gasista

Las propuestas de desarrollo de la red gasista incluidas en este Plan Energético tienen por objeto seguir incorporando los beneficios derivados del consumo de gas natural, atendiendo en su elaboración a tres criterios:

- Acercar el gas a zonas con una gran actividad industrial cercanas a importantes núcleos de población.
- Llevar el gas natural a zonas del territorio andaluz con un fuerte potencial de desarrollo.
- Crear las infraestructuras necesarias para llevar el gas canalizado a la provincia de Almería.

Este último punto tiene una doble finalidad. En primer lugar, llevar el gas natural canalizado a la única provincia andaluza que no cuenta con esta infraestructura y en la que, en los últimos años, se viene observado una notable actividad en determinadas

*«...llevar el gas natural canalizado a Almería (la única provincia andaluza que no cuenta con esta infraestructura) donde, en los últimos años, se viene observado una notable actividad en determinadas zonas de su territorio.»*

*«La llegada del gas a Almería, junto al enorme potencial solar de la provincia, propiciaría la instalación de plantas híbridas SOL-GAS (incluso biomasa), promoviendo así un modelo energético eficiente, aceptable medioambientalmente y descentralizado.»*

zonas de su territorio. La llegada del gas junto al enorme potencial solar de la provincia propiciaría la instalación de plantas híbridas SOL-GAS (incluso biomasa), promoviendo así un modelo energético eficiente, aceptable medioambientalmente y descentralizado. Por otra parte, esta infraestructura cubriría carencias derivadas del previsible auge de la provincia almeriense en los próximos años, que se ha visto constatado con la concesión de los Juegos del Mediterráneo de 2005.

En segundo lugar, trazar las infraestructuras que permitan la instalación de una central de generación eléctrica mediante ciclo combinado a gas natural. Este segundo objetivo, lejos de ser gratuito, persigue factores generales de gran relevancia como aumentar la eficiencia energética de la generación eléctrica en Andalucía, reducir el impacto ambiental causado por la generación de electricidad en comparación con otros combustibles fósiles, aumentar la diversificación de las fuentes de generación, aumentando por tanto la seguridad del suministro, reducir la dependencia de los derivados del petróleo, y otros factores localizados en la zona oriental de Andalucía tales como:

- Atraer inversiones a la provincia, generando con ello renta y empleo, persiguiendo la cohesión territorial de la Comunidad.

- Evitar la sobrecarga (energética, medioambiental, ineficiencia, etc.) por excesiva especialización de otras zonas en la infraestructura eléctrica. Esta especialización se remarcará aun más en los próximos años a tenor de las peticiones de instalación de ciclos combinados en Andalucía.

- Intentar minimizar desequilibrios territoriales en infraestructura e impacto ambiental sobre todo, debido a un desigual y desproporcionado reparto de los puntos de generación eléctrica que presenta la Comunidad Autónoma en la actualidad.

- Incrementar la eficiencia energética en el transporte de electricidad abriendo nuevas vías de evacuación derivadas de las nuevas instalaciones de generación eléctrica.

Las infraestructuras de transporte de gas natural que se proponen en este documento son:

- Propuesta I: GASODUCTO LORCA-ALMERÍA-EL EJIDO.

- Propuesta II: GASODUCTO PUENTE GENIL-MÁLAGA-ESTEPONA.

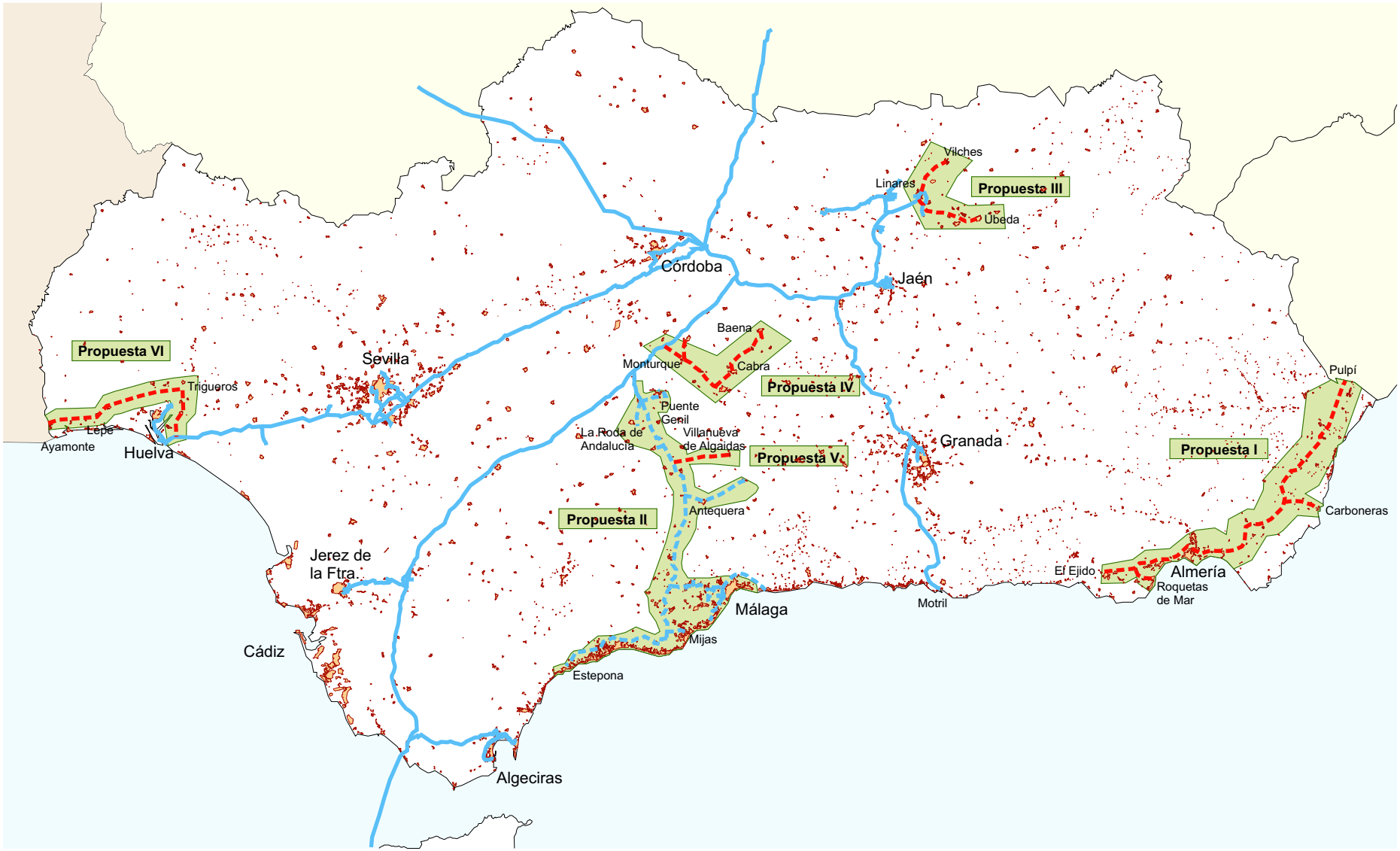
- Propuesta III: GASODUCTOS LINARES-VILCHES Y LINARES-ÚBEDA.

- Propuesta IV: GASODUCTO AGUILAR DE LA FRONTERA-LUCENA-CABRA-BAENA.

- Propuesta V: RAMAL A VILLANUEVA DE ALGAIDAS.

- Propuesta VI: GASODUCTO HUELVA-AYAMONTE.

En el siguiente mapa se muestran los trazados de las propuestas de desarrollo de la red de transporte de gas natural.




**Red de transporte de gas natural en Andalucía**

- Red de gas existente
- Propuesta en ejecución
- Propuesta de desarrollo
- Zonas de influencia

*«El gasoducto Lorca-Almería podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, de los municipios del eje Lorca-Almería, así como la demanda de una posible nueva generación eléctrica con gas natural en la provincia de Almería.»*

## 8.3.1.- Propuesta I: gasoducto Lorca-Almería-El Ejido

### Antecedentes

La propuesta de desarrollo del gasoducto Lorca-Almería-El Ejido tiene como marco de referencia el protocolo firmado en este sentido entre la Junta de Andalucía y ENDESA, S.A.

Por otra parte, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en la sesión celebrada el 18 de abril de 2001, ha emitido un Informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a ENAGAS, S.A. autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto «Cartagena-Lorca, Fase I».

Según consta en la Memoria Informativa de ENAGAS, S.A. el mencionado gasoducto está construido en diámetro 20" y tiene una longitud total de 24.034 m. Está diseñado para una presión de 80 bares, si bien la presión de servicio será de 72 bares, ya que se conecta en la posición 15.31 (existente y objeto de ampliación) del gasoducto Cartagena- Orihuela de 30", cuya presión de servicio es de 72 bares.

El caudal de diseño del gasoducto «Cartagena-Lorca, Fase I» que es de 560.900 Nm3/h, es muy superior a los consumos previstos, que se indican en la Tabla 1.1 adjunta, e incluso supera a la capacidad actual de emisión de la planta de GNL de Cartagena (que es de 300.000 $Nm^3/h$).

El mencionado informe de la CNE indica literalmente lo siguiente: «parece que en el diseño del gasoducto se puede haber tenido en cuenta su posible utilización futura para la alimentación de otras áreas geográficas, aunque dicha información no consta en el proyecto ni en la propia autorización del gasoducto».

**Caudales (consumos) previstos del gasoducto «Cartagena-Lorca, Fases I y II»**

| | Caudal previsto ($Nm^3/h$) |
|---|---|
| Mercado Doméstico-Comercial (Lorca y Totana) | 8.000 |
| Mercado Industrial (Fase I) | 85.900 |
| Mercado Industrial (Fase II) | 18.900 |
| Total | 112.800 |

### Propuesta de desarrollo

Ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo, se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Lorca- Almería», construido en diámetro 20" y con una presión de servicio de 72 bares, con una longitud cercana a 142 km., que conectaría con el gasoducto Cartagena-Lorca, Fase II. Para garantizar la capacidad de transporte habría que instalar un número apropiado de estaciones de compresión a lo largo del trayecto.

Este gasoducto podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en los municipios de la provincia de Almería que se encuentran en el eje Lorca-Almería, y la demanda de una posible nueva generación eléctrica con gas natural en las inmediaciones del gasoducto dentro de la provincia de Almería, de tipo de ciclo combinado de 400 MWe de potencia (con el 55% de rendimiento de generación eléctrica) y 6.000 h/año de explotación anual.

El caudal máximo demandado por esta nueva generación sería de unos 70.000 Nm3/h de gas y un consumo anual aproximado de 360.000 tep PCI, equivalente a 4.000 Mte PCS de gas natural.

El consumo doméstico-comercial del municipio de Almería va a ser atendido por la empresa distribuidora MEGASA (Meridional del Gas, S.A.). El consumo anual previsto es de 5.960 tep PCI, equivalente a 65 Mte PCS de gas natural.

Por otro lado, con fecha 27-12-1999, se firmó un convenio específico de colaboración entre la entonces Consejería de Trabajo e Industria de la Junta de Andalucía y Repsol Butano, S.A. para el fomento del suministro de gas canalizado en varios municipios andaluces, mediante plantas de GLP. Posteriormente, con fecha 28-03-2001, se firma la primera Addenda al citado convenio específico, debido a los retrasos en la obtención de permisos y licencias municipales.

Dentro de la provincia de Almería, se iban a instalar sendas plantas de GLP en Vélez Rubio, Huércal Overa, El Ejido y Roquetas.

Lógicamente, la propuesta de gasoducto de transporte «Lorca-Almería» arriba indicada, debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a las plantas de Huércal Overa, El Ejido y Roquetas, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP que va a estar disponible a corto/medio plazo es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

Por otro lado, la Comarca del Poniente de Almería, que comprende los Municipios de Roquetas de Mar-Aguadulce, Vícar-Puebla de Vícar y El Ejido, presenta un elevado consumo potencial de gas natural, por la importancia y crecimiento de su oferta turística y del sector hortofrutícola (cultivos bajo invernaderos).

Así, las asociaciones COEXPAL y FAECA (que agrupan a un gran número de productores y asociaciones de productores agrícolas de cultivos bajo invernadero), han presentado recientemente ante la Delegación Provincial de Almería de la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico de la Junta de Andalucía, un proyecto de calefacción con gas natural de cien hectáreas de invernaderos. Se estima un consumo anual de 1,8 millones de termias (180 tep PCI) por cada hectárea.

Por ello, se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Almería-El Ejido», construido en diámetro 10" y con una presión de servicio de 72 bares, con una longitud cercana a 36 km., que conectaría con el gasoducto Lorca-Almería. Para garantizar la capacidad de transporte habría que instalar un número apropiado de estaciones de compresión a lo largo del trayecto.

Este gasoducto podría satisfacer el consumo (industrial y doméstico-comercial) que se prevé en los municipios de la provincia de Almería que se encuentran en el eje Almería-El Ejido, y la demanda satisfechas por las plantas de GLP de Roquetas de Mar anteriormente indicadas.

### Justificación del gasoducto Lorca-Almería-El Ejido

Dada la importancia de esta infraestructura, se recogen a continuación los puntos, tanto consumos potenciales como objetivos estratégicos de planificación, que justifican su construcción.

Entre los primeros destacan la demanda de una central de ciclo combinado a gas natural en la provincia almeriense y los futuros potenciales en zonas con expectativas de gran desarrollo socioeconómico ( turismo, agricultura e industria).

Dentro de los objetivos estratégicos de planificación destaca la conexión con el futuro gasoducto Orán-Almería y el entronque con el Eje Dorsal del Mediterráneo.

*«se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Almería-El Ejido», construido en diámetro 10" y con una presión de servicio de 72 bares, con una longitud cercana a 36 km., que conectaría con el gasoducto Lorca-Almería.»*

## a.-Consumo doméstico-comercial

| Municipio | Nº habitantes | Combustible evitado | Consumo previsto de gas natural (tepPCI/año) |
|---|---|---|---|
| Puerto Lumbreras (Murcia) | 10.500 | Gasóleo/but./prop. | 500 |
| Huércal Overa (Almería) | 13.870 | Gasóleo/but./prop. | 500 |
| Vera (Almería) | 6.926 | Gasóleo/but./prop. | 500 |
| Mojácar (centros hoteleros) | 4.615 | Gasóleo/but./prop. | 700 |
| Cuevas de Almanzora | 9.584 | Gasóleo/but./prop. | 450 |
| Níjar | 16.083 | Gasóleo/but./prop. | 600 |
| Huércal de Almería | 6.395 | Gasóleo/but./prop. | 350 |
| Almería | 169.027 | Gasóleo/but./prop. | 5.960 |
| Roquetas Mar- Aguadulce | 42.333 | Gasóleo/but./prop. | 1.500 |
| Vícar | 15.356 | Gasóleo/but./prop. | 600 |
| El Ejido | 51.485 | Gasóleo/but./prop. | 1.100 |
| CONSUMO POTENCIAL DOMÉSTICO-COMERCIAL | | 12.760 | |

## b.-Consumo en hospitales públicos

| Municipio | Combustible evitado | Consumo previsto de gas natural (tepPCI/año) |
|---|---|---|
| Huércal Overa | Gasóleo/propano | 300 |
| Almería | Gasóleo/but./prop. | 840 |
| El Ejido | Gasóleo/but./prop. | 300 |
| CONSUMO EN HOSPITALES PÚBLICOS 1.440 | | |

## c.- Consumo industrial

| Combustible evitado | Consumo previsto de gas natural (tepPCI/año) |
|---|---|
| Fuelóleo/Gasóleo/coque/GNL/Orujillo | |
| CONSUMO POTENCIAL INDUSTRIAL LORCA- ALMERÍA | 27.900 |

## d.- Consumo industrial en proyectos singulares (de cogeneración)

| Descripción del Proyecto | Municipio | Consumo previsto de gas natural (tepPCI/año) |
|---|---|---|
| Planta de Tratam. de purines de 5 MW, 6.000 h | Puerto Lumbreras | 5.000 |
| Planta de Tratam. de purines de 5 MW, 6.000 h | Huércal Overa | 5.000 |
| Planta de Cogen. y Desalación de agua de 11 MW, 6.000 h | Pulpí | 13.500 |
| Planta de Cogen. y Desalación de agua de 11 MW, 6.000 h | El Ejido | 13.500 |
| CONSUMO POTENCIAL EN PROY. SINGULARES | | 37.000 |

## e.- Consumo en nueva central de ciclo combinado

| | Combustible evitado | Consumo previsto de gas natural (tepPCI/año) |
|---|---|---|
| CT de ciclo combinado de 400 MWe y 6.000 h/año (rdto.: 55%) | Fuelóleo/carbón | |
| CONSUMO POTENCIAL NUEVA GENERACIÓN ELÉCTRICA | | 360.000 |

### f.- Consumo previsto en áreas con expectativas de gran desarrollo socioeconómico

| Descripción del Área | Combustible evitado | Consumo previsto de gas natural (tepPCI/año) |
|---|---|---|
| Cultivos de Invernadero en el Poniente de Almería (Vícar, El Ejido, Dalías): Proyecto de gasificación de 100 Ha de invernadero de las Asociaciones COEXPAL y FAECA | Gasóleo/propano/GNL | 18.000 |
| Gasificación de Invernadero en el Levante de Almería (Huércal-Overa, Pulpí, Cuevas, Antas, Vera, Los Gallardos, Sorbas) | Gasóleo/propano/GNL | 10.000 |
| Centros hoteleros en zona turística Poniente de Almería (Aguadulce, Roquetas, El Ejido) | Gasóleo/but./propano | 3.000 |
| Centros hoteleros de la zona turística del Levante (Vera, Mojácar, Carboneras) | Gasóleo/but./propano | 2.000 |
| Centros hoteleros de la zona turística de Cabo de Gata y Níjar | Gasóleo/but./propano | 2.000 |
| Centros industriales y turísticos de la Comarca del Mármol (Macael, Albox, Olula) | Gasóleo/but./propano | 5.000 |
| CONSUMO PREVISTO EN ÁREAS CON EXPECTATIVAS DE GRAN DESARROLLO SOCIOECONÓMICO | | 40.000 |

### g.- Previsión de aumento de consumo debido a los Juegos del Mediterráneo «Almería 2005»

La Villa Olímpica de los Juegos del Mediterráneo «Almería- 2005» va a estar constituida por 6.000 viviendas, cuyo consumo anual equivalente de gas natural es de 1.800 tep PCI. Se estima que, la previsión de incremento en el consumo doméstico- comercial del municipio de Almería como consecuencia del hito de los citados juegos es de 2.500 tep PCI.

### h.- Consumo previsto en dos proyectos de planta termosolar sol-gas

Existen iniciativas para instalar 2 plantas de generación híbridas (solar-gas natural), de 25 MWe cada una de ellas. Estas plantas estarían basadas en la tecnología de ciclo combinado a gas natural y de un sistema solar de concentración, bien sea de receptor central o de cilindro parabólico.

Supuesto un aporte con energía solar del 40% del total y 6.000 h/año de explotación, el consumo anual previsto de gas natural sería, de 15.500 tep PCI para cada planta, es decir, 31.000 tep PCI para el conjunto de las 2 plantas.

### i.- Conexión con el futuro gasoducto Orán-Almería y entronque con el eje dorsal del Mediterráneo

La consecución del gasoducto submarino entre Argelia y España que en estos momentos se encuentra en su fase de estudio de viabilidad, es otra de las razones de peso que justifican la construcción del gasoducto Lorca-Almería-El Ejido, que se sumaría a la infraestructura necesaria para el transporte del gas natural hasta Europa a través de Francia por el Eje Dorsal Mediterráneo.

Medgaz, sociedad compuesta por Cepsa, Sonatrach, Endesa, BP, Gaz de France, Totalfina-Elf y Snam, sería

la encargada de la construcción del gasoducto Orán-Almería, que se iniciaría en el puerto argelino de Mostaganem, próximo a Orán, y finalizaría en un punto de la costa almeriense en el entorno de la bahía de Almería. La distancia sería de unos 200 kilómetros bajo el mar, a unos 2.100 m de profundidad máxima.

El proyecto tendría dos fases. Una primera en la capacidad de transporte estaría comprendida entre 8 y 10 BCM al año, y una segunda fase en la que se alcanzarían las 20 BCM anuales. El gasoducto, que en estos momentos se encuentra en estudio de viabilidad, iniciaría su operación entre los años 2005 y 2006.

Este proyecto contribuiría a la consecución de objetivos estratégicos tanto en España como comunitarios como son la seguridad de autoabastecimiento y la diversificación energética, y propiciaría en gran medida el deseado mercado interior del gas en la Comunidad Europea.

**Resumen de consumos potenciales de gas natural**

| Descripción | Consumo previsto de gas natural (tepPCI/año) |
|---|---|
| 1.- Doméstico- Comercial | 12.760 |
| 2.- Hospitales Públicos | 1.440 |
| 3.- Industrial | 27.900 |
| 4.- Consumo industrial en proyectos singulares de Cogeneración | 37.000 |
| 5.- Consumo en nueva Gen. Eléct. de ciclo combinado (400 MWe) | 360.000 |
| 6.- Cons. en áreas con expectativas de gran desarrollo socioeconómico | 40.000 |
| 7.- Incremento de consumo debido a los Juegos del Mediterráneo Almería-2005 | 2.500 |
| 8.- Consumo en 2 Proyectos de Central Termosolar de 25 MWe c/u | 31.000 |
| TOTAL | 511.900 |

## 8.3.2.- Propuesta II: gasoducto Puente Genil-Málaga-Estepona

### Antecedentes

La propuesta de desarrollo del gasoducto Puente Genil-Málaga-Estepona tiene como marco de referencia el convenio firmado en este sentido entre la Junta de Andalucía y ENAGAS, S.A.

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en la sesión celebrada el 6 de marzo de 2001, ha emitido un Informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a ENAGAS, S.A. autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto «Puente Genil- Málaga».

Según consta en la Memoria Informativa de ENAGAS, S.A., la finalidad del mencionado gasoducto, que deriva del gasoducto Tarifa-Córdoba, es extender el suministro de gas natural a nuevos mercados en las provincias de Córdoba, Sevilla y Málaga. Se prevé suministrar en un futuro a los municipios de la Costa del Sol, mediante el Ramal Málaga-Estepona.

El gasoducto Puente Genil-Málaga tiene una longitud total de 119.362 m, de los cuales 95.794 m son de diámetro 20", 15.040 m corresponden a un ramal de diámetro 16" (que suministraría a Málaga capital) y 8.528 m pertenecen a un ramal de diámetro 10" hasta Alhaurín El Grande, desde el que se suministraría en un futuro a los municipios de la Costa del Sol.

El gasoducto Puente Genil-Málaga está diseñado para una presión máxima de servicio de 80 bares, y se conecta en la posición K-29 (existente) del gasoducto Tarifa-Córdoba.

A la provincia de Córdoba corresponden 2.940 m, 32.419 m a la de Sevilla y 84.003 m a la de Málaga. Se prevé suministrar, entre otras, las poblaciones de Puente Genil en la provincia de Córdoba, Herrera, Estepa y La Roda de Andalucía en la provincia de Sevilla y Fuente Piedra, Humilladero, Mollina, Antequera, Coín, Alhaurín el Grande, Cártama y Málaga capital, en la provincia de Málaga.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 156.126 $Nm^3/h$. El caudal de diseño del gasoducto «Puente Genil-Málaga» es de 300.000 $Nm^3/h$, que es muy superior al consumo previsto, anteriormente indicado, que incluye además la previsión de demanda de una posible central de generación eléctrica con gas natural en la provincia de Málaga según se establece en el Convenio entre la Junta de Andalucía y ENAGAS, de tipo de ciclo combinado de 400 MWe de potencia (con el 55% de rendimiento de generación eléctrica) y 6.000 h/año de explotación anual. La central se suministraría desde el ramal de 16" que va a abastecer a Málaga capital.

El caudal máximo demandado por esta central sería de unos 70.000 $Nm^3/h$ de gas y un consumo anual aproximado de 360.000 tep PCI, equivalente a 4.000 Mte PCS de gas natural.

Este gasoducto podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en los municipios de las provincias de Córdoba, Sevilla y Málaga que se encuentran en el eje Puente Genil-Málaga, y la demanda de la central de ciclo combinado.

El Consejo de Administración de la CNE, en la sesión celebrada el 6 de marzo de 2001, ha emitido también un Informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a ENAGAS, S.A. autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto «Málaga-Estepona, Tramo Alhaurín El Grande -Mijas».

Según consta en la Memoria Informativa de ENAGAS, S.A. la finalidad del mencionado gasoducto, es prolongar el gasoducto Puente Genil-Málaga (Alhaurín El Grande) arriba indicado, con objeto de suministrar a las poblaciones de Mijas-Costa y Fuengirola y en un futuro a los municipios de la Costa del Sol de Marbella y Estepona, mediante el Ramal de prolongación hasta Estepona.

El gasoducto Málaga-Estepona, en su tramo Alhaurín El Grande-Mijas, tiene una longitud total de 17.647 m, en un diámetro 10". Está diseñado para una presión máxima de servicio de 80 bares, y se conecta en la posición S-06.1 del gasoducto Puente Genil-Málaga. Se prevé suministrar las poblaciones de Mijas-Costa y Fuengirola.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 6.325 $Nm^3/h$ y en el futuro, con la extensión hasta Estepona, alcanzará los 18.228 $Nm^3/h$. Su caudal de diseño es de 100.000 $Nm^3/h$, que es muy superior al consumo previsto, anteriormente indicado.

Por último, el Consejo de Administración de la CNE, en la sesión celebrada el 29 de mayo de 2001, ha emitido un Informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a ENAGAS, S.A. autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto Málaga-Estepona, Tramo Mijas-Estepona.

Según consta en la Memoria Informativa de ENAGAS, S.A. la finalidad del mencionado gasoducto, tiene su origen en la posición final S-06.2 del tramo Alhaurín El Grande-Mijas y tiene su final en la posición S-06.6 en Estepona. Su objeto es suministrar a los municipios de Marbella y Estepona.

El tramo Mijas-Estepona tiene una longitud total de 51.363 m, en un diámetro 10". Está diseñado para una presión máxima de servicio de 80 bares.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 11.803 $Nm^3/h$ (7.778 $Nm^3/h$ para el suministro a Marbella y de 4.025 $Nm^3/h$ para el suministro a Estepona). Su caudal de diseño es de 50.000 $Nm^3/h$, que es muy superior al consumo previsto, anteriormente indicado.

### Propuesta de desarrollo

Con objeto de satisfacer el elevado consumo potencial de gas natural en los municipios de la Costa del Sol, por la importancia y crecimiento de su oferta turística y sector servicios en general, y ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo, se propone desarrollar los 2 tramos (Alhaurín El Grande-Mijas y Mijas-Estepona) del gasoducto de transporte «Málaga-Estepona».

Ambos se construirían en diámetro 10" y diseñados con una presión máxima de servicio de 80 bares, con una longitud de 17.647 m para el primer tramo y de 51.363 m para el segundo tramo km., que se conectarían en serie con el gasoducto Puente Genil-Málaga. Para garantizar la capacidad de transporte habría que instalar un número apropiado de estaciones de compresión a lo largo del trayecto.

Este gasoducto podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en los municipios de la Costa del Sol.

Por otro lado, con fecha 27-12-1999, se firmó un convenio específico de colaboración entre la entonces Consejería de Trabajo e Industria de la Junta de Andalucía y Repsol Butano, S.A. para el fomento del suministro de gas canalizado en varios municipios andaluces, mediante plantas de GLP.

Posteriormente, con fecha 28-03-2001, se firma la primera Addenda al citado convenio específico, debido a los retrasos en la obtención de permisos y licencias municipales.

Dentro de la provincia de Málaga, se iban a instalar sendas plantas de GLP en Archidona, Estepona, Marbella, Cortes de la Frontera, Nerja y Vélez Málaga. Lógicamente, la propuesta del gasoducto de transporte «Málaga-Estepona» arriba indicada, debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a las plantas de Estepona y Marbella, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP que va a estar disponible a corto/medio plazo es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

Por otro lado, la Costa del Sol dispone de un gran número de centros hoteleros, agrupados en AEHCOS (Asociación de Empresarios Hoteleros de la Costa del Sol); dichos centros consumen principalmente gasóleo C, cuyo elevado precio hace muy competitivo el gas natural canalizado.

Dentro del área de influencia del gasoducto «Puente Genil-Málaga» está previsto un ramal a Antequera (dada la importancia de sus consumos potenciales industrial y doméstico-comercial), y su prolongación hasta Archidona.

Según se ha indicado en la Propuesta II, se va a instalar una planta de GLP en Archidona, por lo que la prolongación del mencionado ramal debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a dicha planta, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP, que va a estar disponible a corto/medio plazo, es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

Así, se satisfaría el consumo doméstico-comercial de Archidona, de 8.203 habitantes, que se estima en unos 400 tep PCI/año, equivalente a 440.000 $Nm^3$/año de gas natural. También su potencial consumo industrial.

### 8.3.3.- Propuesta III: gasoductos Linares-Vilches y Linares-Úbeda

#### Antecedentes

El Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en la sesión celebrada el 18 de julio de 2000, ha emitido un Informe sobre la Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a ENAGAS, S.A. autorización de construcción y declaración de utilidad pública del denominado gasoducto «Linares-Vilches».

Según consta en la Memoria Informativa de ENAGAS, S.A. la finalidad del mencionado gasoducto, que deriva de la posición L-02.4 del gasoducto Córdoba-Jaén-Granada, es extender el suministro de gas natural canalizado, en las áreas y mercados de gas ubicados en su ámbito de influencia, en la provincia de Jaén.

La longitud del ramal Linares-Vilches es de 22.544 m, de los que 13.797 m corresponden al término municipal de Linares y 8.765 m al de Vilches. Todo el ramal está construido en diámetro 6" y diseñado para una presión máxima de servicio de 80 bares.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 8.300 $Nm^3$/h.

Este ramal podría satisfacer el consumo industrial y doméstico- comercial, que se prevé en el municipio de Vilches.

#### Propuesta de desarrollo

Con objeto de satisfacer el elevado consumo potencial de gas natural en los municipios de Baeza y Úbeda, por la importancia y crecimiento de su oferta turística y sector servicios en general, y ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo en el gasoducto Córdoba-Jaén, se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Linares-Baeza-Úbeda».

Su longitud total se estima en unos 24 km., y se construiría en diámetro 6". Se diseñaría para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se prevé suministrar las poblaciones de Ibros, Rus, Canena, Baeza y Úbeda.

Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 10.000 $Nm^3$/h.

Este ramal podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial, que se prevé en los municipios de Ibros, Rus, Canena, Baeza y Úbeda.

Por otro lado, con fecha 27-12-1999, se firmó un convenio específico de colaboración entre la entonces Consejería de Trabajo e Industria de la Junta de Andalucía y Repsol Butano, S.A. para el fomento del suministro de gas canalizado en varios municipios andaluces, mediante plantas de GLP.

*«Con objeto de satisfacer el elevado consumo potencial de gas natural en los municipios de Baeza y Úbeda, por la importancia y crecimiento de su oferta turística y sector servicios en general, y ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo en el gasoducto Córdoba-Jaén, se propone desarrollar el gasoducto de transporte Linares-Baeza-Úbeda.»*

*«Con objeto de satisfacer el elevado consumo potencial de gas natural de tipo agroindustrial y doméstico-comercial en los municipios de Lucena, Cabra y Baena, y ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo en el ramal a Aguilar de la Frontera desde el gasoducto Tarifa-Córdoba, se propone desarrollar el gasoducto de transporte Aguilar de la Frontera-Lucena-Cabra-Baena.»*

Posteriormente, con fecha 28-03-2001, se firma la primera Addenda al citado convenio específico, debido a los retrasos en la obtención de permisos y licencias municipales.

Dentro de la provincia de Jaén, se iban a instalar sendas plantas de GLP en Úbeda, Alcaudete y Cazorla.

Lógicamente, la propuesta del gasoducto de transporte «Linares-Úbeda» arriba indicada, debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a la planta de Úbeda, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP que va a estar disponible a corto/medio plazo es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

Por otro lado, en la zona de influencia del gasoducto hay varios distribuidores eléctricos, por ejemplo en Rus y Canena, a los que la disponibilidad de gas natural canalizado haría interesante la posibilidad de instalar plantas de generación eléctrica mediante motores a gas.

### 8.3.4.- Propuesta IV: gasoducto Aguilar de la Frontera-Lucena-Cabra-Baena

#### Propuesta de desarrollo

Con objeto de satisfacer el elevado consumo potencial de gas natural de tipo agroindustrial y doméstico-comercial en los municipios de Lucena, Cabra y Baena, y ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de consumo en el ramal a Aguilar de la Frontera desde el gasoducto Tarifa-Córdoba, se propone desarrollar el gasoducto de transporte «Aguilar de la Frontera-Lucena-Cabra-Baena».

La finalidad del mencionado gasoducto, que deriva del ramal a Aguilar de la Frontera desde el gasoducto Tarifa-Córdoba, es extender el suministro de gas natural a nuevos mercados en la provincia de Córdoba. Se prevé suministrar en los municipios de Monturque, Moriles, Lucena, Cabra, Doña Mencía y Baena.

Su longitud total se estima en unos 65 km., y se construiría en diámetro 10". Se diseñaría para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 50.000 $Nm^3/h$.

Por otro lado, con fecha 27-12-1999, se firmó un convenio específico de colaboración entre la entonces Consejería de Trabajo e Industria de la Junta de Andalucía y Repsol Butano, S.A. para el fomento del suministro de gas canalizado en varios municipios andaluces, mediante plantas de GLP. Posteriormente, con fecha 28-03-2001, se firma la primera Addenda al citado convenio específico, debido a los retrasos en la obtención de permisos y licencias municipales.

Dentro de la provincia de Córdoba, se pretendían instalar sendas plantas de GLP en Cabra, Lucena Baena y Rute. Lógicamente, la propuesta del gasoducto de transporte «Aguilar de la Frontera-Baena» arriba indicada, debe tener en cuenta los futuros consumos de GLP debidos a la planta de Cabra, Lucena y Baena, ya que la instalación de distribución canalizada de GLP que va a estar disponible a corto/medio plazo es adaptable directamente para su uso con gas natural canalizado.

La ejecución de este ramal está muy condicionada al compromiso de varias empresas para instalar plantas de cogeneración en la zona cuyos consumos de gas natural harían viable la canalización del mismo.

### 8.3.5.- Propuesta V: ramal a Villanueva de Algaidas

#### Propuesta de desarrollo

La finalidad del ramal a Villanueva de Algaidas, que deriva del gasoducto Puente Genil-Málaga, es abastecer a un proyecto de cogeneración mediante un ciclo combinado para tratamiento y eliminación de residuos (secado de orujo de aceitunas de 2 fases, con cogeneración), reconocido por el Régimen Especial definido por el RD 2818/98, de 16 MWe de potencia, (14 MWe la turbina de gas y 2 MWe la turbina de vapor), que están realizando Oleoliva-Extractora Algaidense e Iberese. Estas empresas, además, están desarrollando un proyecto de generación con biomasa (orujillo) de 10 MWe.

El consumo nominal previsto para la planta de cogeneración es de unos 5.000 $Nm^3/h$ de gas natural.

La longitud total del ramal se estima en unos 24 km., y se construiría en diámetro 8". Se diseñaría para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 8.000 $Nm^3/h$.

Se podría satisfacer además el consumo doméstico-comercial del municipio de Villanueva de Algaidas, de 4.159 habitantes, que se estima en unos 300 tep PCI/año, equivalente a 330.000 $Nm^3$/año de gas natural.

### 8.3.6.- Propuesta VI: gasoducto Huelva-Ayamonte

#### Propuesta de desarrollo

La finalidad del gasoducto Huelva-Ayamonte, que deriva del gasoducto Huelva-Sevilla, es satisfacer el consumo potencial de gas natural en los municipios de la zona costera de Huelva, por la importancia y crecimiento del sector agroindustrial, de su oferta turística y sector servicios en general, y disponer de una interconexión gasista con el vecino Portugal, ya que existe reserva de capacidad de transporte para futuras ampliaciones de la demanda en el gasoducto Huelva-Sevilla.

Se podría satisfacer el consumo industrial y doméstico-comercial de los municipios de San Juan del Puerto, Trigueros, Gibraleón, Cartaya, Lepe, Isla Cristina y Ayamonte.

La longitud total del gasoducto se estima en unos 90 km., y se construiría en diámetro 10". Se diseñaría para una presión máxima de servicio de 80 bares. Se estima que el caudal máximo a suministrar por el gasoducto en el área de influencia, de acuerdo con las previsiones iniciales, será de 100.000 $Nm^3/h$.

El desarrollo de este ramal está muy vinculado al interés de los Ayuntamientos de la zona y a la cooperación internacional con Portugal para la gasificación de la zona sur de este país con combustible procedente de España. El dimensionamiento del tubo dependerá en gran medida de esta cooperación.

## 8.4.- Propuesta de ENAGAS para la ampliación de la red gasista

- Ampliación de la capacidad de almacenamiento y regasificación de la Planta de GNL de Huelva, hasta 1.050.000M3(n)/h.

- Desdoblamiento del gasoducto Huelva-Sevilla-Córdoba (hasta límite territorial de la C.A. Andalucía).

- Instalación de Estaciones de Compresión en infraestructura existente en Córdoba y Sevilla.

P L **E** A N



# Energía, territorio, empleo y medio ambiente

# 9.- Energía, territorio, empleo y medio ambiente

## 9.1.- La energía en el centro del debate medioambiental

La cuestión energética está en el corazón del debate sobre la viabilidad ecológica de los sistemas territoriales, así como en lo que concierne a los problemas económicos y sociales de la humanidad.

Ciertos datos de la estructura energética, como la evolución del consumo total, la emisión de contaminantes o la proporción de energías renovables dentro de esa estructura, constituyen hoy indicadores muy fiables del estado ambiental de un territorio y de las tendencias hacia un mayor o menor grado de sostenibilidad.

De hecho, la perspectiva con la que se valoran esos indicadores ha variado sustancialmente en los últimos tiempos. Hasta hace pocos años, el incremento del consumo energético, tanto global como por habitante, era considerado como un signo positivo e inequívoco de desarrollo económico de un país o de una región. El crecimiento económico era indisociable del incremento del consumo de energía. Sin embargo, la experiencia reciente en países occidentales ha mostrado claramente que es posible disociar ambas tendencias y que el crecimiento económico puede mantenerse a la vez que se reducen las entradas energéticas al sistema productivo, es decir, bajando el nivel de intensidad energética (energía utilizada por cada unidad de PIB).

Desde luego, ese cambio de perspectiva sobre el papel de la energía en el desarrollo económico está motivado, en gran parte, por una toma de conciencia sobre los problemas ambientales de escala global que está generando el propio sector energético. Problemas globales que tienen su expresión más acusada en los efectos que sobre el cambio climático y el calentamiento terrestre provoca la contaminación atmosférica.

La Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro de 1992, el Protocolo de Kioto de 1997 y el Plan de Acción de la Cumbre de Buenos Aires de 1998 han sido pasos sucesivos en la adopción de una política energética internacional que incorporara enfoques y compromisos medioambientales, principalmente los compromisos de reducción de las emisiones de gases contaminantes y gases responsables del calentamiento global.

Como se ha dicho más arriba, al referirse a los escenarios de referencia de este Plan Energético, los objetivos implícitos en los citados Protocolos y Convenios se están viendo seriamente comprometidos por la postura de los Estados Unidos (principal consumidor de energía del mundo) en cuanto que considera que el cumplimiento de dichos objetivos puede afectar negativamente a su crecimiento económico.

A pesar de ello, la Unión Europea parece reafirmar sus propios compromisos en relación con el desarrollo de una política energética capaz de lograr los objetivos de reducción de emisiones.

España, como país miembro de la Unión Europea, apoya decididamente la postura de la Comisión, si bien, hasta el momento no parece haber logrado la introducción de medidas efectivas que aseguren la reducción de emisiones pretendida.

El Plan Energético de Andalucía 2003-2006 es también consciente de ese marco de acción global en el

*«...la experiencia reciente en países occidentales ha mostrado claramente que es posible disociar ambas tendencias y que el crecimiento económico puede mantenerse a la vez que se reducen las entradas energéticas al sistema productivo, es decir, bajando el nivel de intensidad energética (energía utilizada por cada unidad de PIB).»*

*«España, como país miembro de la Unión Europea, apoya decididamente la postura de la Comisión en cuanto a compromisos medioambientales, si bien, hasta el momento no parece haber logrado la introducción de medidas efectivas que aseguren la reducción de emisiones pretendida.»*

*«El Plan Energético de Andalucía 2003-2006... reconoce que sus determinaciones y objetivos deben tener en cuenta la escala global, es decir, las repercusiones fuera de su territorio de su propia estrategia energética y la cuota de responsabilidad que Andalucía tiene en la corrección de los problemas globales.»*

*«...es prioritario el desarrollo de las redes de transporte de electricidad y gas natural, especialmente en las áreas de la región que presentan actualmente mayores déficits, como son las zonas norte y oriental de Andalucía.»*

que debe integrarse la política energética regional. Reconoce que, en materia energética, la escala de visión no puede reducirse a la estrictamente regional y que, en consecuencia, sus determinaciones y objetivos deben tener en cuenta la escala global, es decir, las repercusiones fuera de su territorio de su propia estrategia energética y la cuota de responsabilidad que Andalucía tiene en la corrección de los problemas globales.

A escala interna, el Plan Energético tiene importantes implicaciones ambientales y territoriales para el futuro de la región, hasta el punto que puede afirmarse que las estrategias y medidas puestas en marcha por el Plan van a ser decisivas para el futuro tanto del medio ambiente como del orden y la cohesión territorial de Andalucía.

Las implicaciones ambientales y territoriales del PLEAN se concretan principalmente en algunos objetivos que forman parte sustancial del mismo, tal y como se ha visto en apartados anteriores:

- *La racionalización de la demanda energética*, reduciendo el consumo energético por la vía de aplicar medidas de ahorro en los consumidores finales. Esas medidas son de distinta naturaleza, incluyendo la mejora de la eficiencia de los equipos, la cogeneración, la sustitución por gas natural o el impulso a medidas horizontales en sectores claves de consumo (industria, transporte, residencial y servicios sobre todo). Este enfoque del Plan tiene evidentes consecuencias ambientales y territoriales. Debe contribuir a una reducción importante de la contaminación global originada por el sector energético, a la vez que, al menos parcialmente, contribuye a disminuir la dependencia regional y la presión global sobre energías fósiles no renovables.

- *El impulso a la utilización de las energías renovables*, especialmente la eólica, la biomasa y la solar, pues estas presentan en nuestra región importantes recursos a desarrollar. El Plan Energético de Andalucía tiene como gran objetivo al respecto el lograr que, en el horizonte del año 2010, el 15% de la energía primaria consumida en nuestra región provenga de fuentes renovables. Es este un objetivo que se relaciona tanto con la mejora ambiental como con la reducción de la fuerte dependencia energética que actualmente soporta Andalucía.

- *La utilización progresiva de fuentes de energía menos contaminantes*, especialmente a través del mayor protagonismo del gas natural en la estructura energética regional y su expansión progresiva a cada vez mayor número de ciudades y comarcas andaluzas.

- *La diversificación territorial de los centros productores de energía*, especialmente de los centros generadores de energía eléctrica, de manera que se evite una excesiva concentración territorial de dichas plantas y se repartan por todo el territorio las cargas y los beneficios inherentes a este tipo de instalaciones.

- *El acceso igualitario, en cantidad y calidad, a las diferentes formas de energía*, a todo el territorio regional. En este sentido, es prioritario el desarrollo de las redes de transporte de electricidad y gas natural, especialmente en las áreas de la región que presentan actualmente mayores déficits de estas infraestructuras, como ocurre en la actualidad en las zonas norte y oriental de Andalucía.

## 9.2.- Territorio, medio ambiente y gestión energética

De acuerdo con las anteriores consideraciones, el PLEAN apuesta claramente por un enfoque del sistema energético regional que enfatice los aspectos ambientales y refuerce el papel de la gestión de la demanda energética en la planificación. De la confluencia de estos dos aspectos se concluye la necesidad de prestar una atención particular a las cuestiones de tipo territorial.

El objetivo de ahorro y eficiencia en el sistema energético requiere el desarrollo de una estrategia específica desde el lado de la demanda. Ello es así debido a que las posibilidades de intervención de la planificación pública son cada vez más reducidas en el campo de la producción y la oferta, pero, sobre todo, porque es preciso impulsar estrategias que superen una visión de la política energética basada exclusivamente en la oferta, es decir, en el crecimiento ilimitado de los recursos y de las infraestructuras energéticas para dar respuestas a demandas en constante aumento.

En efecto, las orientaciones del Plan en materia ambiental y de gestión de la demanda requieren necesariamente el ser desarrolladas teniendo en cuenta las particularidades del territorio, de las estructuras y de la evolución de sus diferentes ciudades, comarcas y zonas geográficas, así como de los factores y valores ecológicos de su medio natural, caracterizado justamente por su enorme diversidad.

Sin ese componente de valoración de las identidades y diversidades del espacio regional, muchas de las propuestas del Plan podrían ser difícilmente puestas en práctica o, en todo caso, lo serían de manera menos eficiente.

Algunos de los aspectos del Plan que requieren un marco territorial específico serían:

- *La diferente potencialidad de los territorios andaluces en cuanto a las oportunidades de las energías renovables*, cuyo fomento es una de las apuestas estratégicas del Plan. Tanto en lo que se refiere a la energía eólica, a la solar o a la proveniente de la biomasa, existen diferentes oportunidades de aprovechamiento en la geografía andaluza que deben ser aprovechadas en cada caso. La concentración de centrales eólicas en el frente costero andaluz, unido a las mejores oportunidades para el desarrollo de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de la energía solar, y teniendo en cuenta la cercanía a importantes centros de demanda, convierten al litoral andaluz en un espacio clave desde el punto de vista del desarrollo de las energías renovables.

  Siendo importante el papel del litoral en el desarrollo de las energías renovables, también hay que considerar las funciones de otras zonas interiores, tanto para la energía solar y eólica como, especialmente, en cuanto al aprovechamiento de la biomasa se refiere. Para este tipo de aprovechamiento, el PLEAN tiene en cuenta el diferente potencial de los territorios en función de variados aprovechamientos del suelo (forestales, agrícolas herbáceos o leñosos, secanos o regadíos), incluyendo la aptitud de las tierras para soportar cultivos energéticos. En el caso de la biomasa, tanto o más importante que el régimen especial que condiciona el precio de la energía generada o el derecho de vertido a red de la misma, influyen en su desarrollo las posibilidades sociales y económicas de aprovechar los residuos agrícolas o forestales, posibilidades que dependerán en gran medida de cuestiones tales como

*«...el PLEAN apuesta claramente por un enfoque del sistema energético regional que enfatice los aspectos ambientales y refuerce el papel de la gestión de la demanda energética en la planificación.»*

*«Siendo importante el papel del litoral en el desarrollo de las energías renovables, también hay que considerar las funciones de otras zonas interiores, tanto para la energía solar y eólica como, especialmente, en cuanto al aprovechamiento de la biomasa se refiere.»*

*«Un buen número de las estrategias y medidas implicadas en el objetivo de ahorro, eficiencia y diversificación energética sólo cobran pleno sentido cuando son situadas en un contexto territorial adecuado.»*

*«Las relaciones entre la política energética a nivel regional y a nivel urbano (y especialmente urbanística) son muy profundas.»*

la distribución de la propiedad, la accesibilidad de la maquinaria a las zonas aprovechables, las facilidades de transporte en el interior de los campos y desde estos hacia las unidades de explotación, o simplemente de las costumbres y prácticas locales en relación con el uso de los subproductos agrarios.

Además de los aprovechamientos energéticos agrarios, hay que considerar muy especialmente las oportunidades de la biomasa de origen urbano en lo que se refiere a la fracción orgánica del rechazo de los residuos sólidos y lodos de depuradora, toda vez que con ellos se puede producir biogás en procesos anaerobios. En este caso, el Plan tiene en cuenta diferentes circunstancias de las ciudades (tamaño, gestión medioambiental municipal) y de las redes de ciudades (mancomunidades, consorcios), a la hora de evaluar las potencialidades de cada zona de la región.

En cualquier caso, todas esas circunstancias obligan a considerar que el fomento de las aplicaciones energéticas de la biomasa está condicionada por factores territoriales de una gran diversidad que han de ser evaluados en cada caso concreto.

- Un buen número de las estrategias y medidas implicadas en el objetivo de ahorro, eficiencia y diversificación energética sólo cobran pleno sentido cuando son situadas en un contexto territorial adecuado.

  Así, las actuaciones propuestas sobre los sectores económicos se enmarcan en el contexto de cada tejido productivo, de los sistemas productivos locales y de las especializaciones industriales y comerciales de cada zona de la región.

  En principio será preciso distinguir aquellas áreas urbanas o comarcas (áreas metropolitanas y aglomeraciones urbanas, ciertas zonas del litoral y algunas redes de ciudades medias interiores) que presentan estructuras económicas diversificadas y que requieren una actuación de conjunto como espacio económico, de aquellos otros sectores muy especializados que requerirán actuaciones muy orientadas hacia la problemática energética del ramo productivo (por ejemplo, los numerosos sectores agroindustriales presentes en Andalucía: aceite de oliva, conservas de frutas y hortalizas, industria vitícola).

  Un caso especial a considerar, por cuanto coinciden plenamente el espacio geográfico y la especialización productiva, es el del litoral turístico, una actividad sobre la que se cuenta ya con una experiencia acumulada en el fomento de energías renovables en el subsector hotelero.

- *Las relaciones entre la política energética a nivel regional y a nivel urbano* (y especialmente urbanística) son muy profundas. Por ello, las implicaciones territoriales de esa relación tienen que plantearse desde el Plan Energético. En buena parte, la mejora de la eficiencia energética de las ciudades está vinculada a toma de decisiones de planificación urbana: modelo de movilidad (por lo que hace referencia al sector de transporte) y el modelo de urbanización y las ordenanzas de edificación (por lo que hace referencia al sector residencial). Ambas líneas de actuación se sitúan en el centro de las preocupaciones que deben informar las estrategias de Política energética local.

  Para este último aspecto es especialmente importante alcanzar adecuados niveles de coordinación

entre las iniciativas de ahorro y eficiencia promovidas desde el Plan y las tipologías edificatorias que finalmente se promuevan desde el urbanismo local. Esta coordinación debe estar basada, además, en una consideración especial de las diferentes tipologías arquitectónicas y a las diversas condiciones climáticas de Andalucía.

Todo ello se materializa en un impulso de la denominada arquitectura bioclimática y en la introducción de una calificación energética adecuada en los edificios de nueva planta.

Desde el punto de vista del seguimiento del Plan Energético en estas materias, el objetivo final es disponer de indicadores útiles de las tendencias de las ciudades en cuanto a su sostenibilidad energética. Para ello es preciso disponer de balances energéticos, tanto en el sector de la edificación y de sectores económicos urbanos como de la ciudad en su totalidad.

- El objetivo de la *diversificación de las fuentes de suministro* es otro aspecto de la política energética que se confronta con las diferentes realidades territoriales de Andalucía.

  Las potencialidades de cada zona de la región deben ser tenidas en cuenta a este respecto, tanto en lo que respecta a la existencia de recursos renovables propios, como en lo que hace referencia a la infraestructura energética necesaria en cada caso.

  En este sentido es necesario destacar dos aspectos. Por una parte, la ya mencionada diferencia en cuanto a la capacidad de cada territorio para el desarrollo de las energías renovables, y, por otra, la relación del territorio con el proceso de extensión del gas natural. En este sentido, son los centros regionales (es decir, las principales aglomeraciones urbanas de la región), los ámbitos con mayor capacidad para ser abastecidos a través de gasoductos, toda vez que en ellos se concentran los mayores volúmenes de población y actividad económica. Pero, así mismo, las redes de ciudades medias (tanto litorales como interiores), pueden llegar a ofrecer economías de escala suficientemente potentes para hacer viable el abastecimiento de gas natural.

- Finalmente, la *distribución equilibrada de las infraestructuras energéticas y el acceso de la población de manera igualitaria a formas de energía* en condiciones adecuadas de calidad y cantidad es otro aspecto de la política energética que requiere una perspectiva territorial.

  Tanto la producción como la distribución energética debe asegurar un reparto socialmente justo de las cargas y los beneficios del sistema energético regional. Ello implica, por un lado, que las distintas comarcas y provincias deben de disponer de recursos suficientes para asegurar sus propias estrategias de desarrollo, y por otro lado que las infraestructuras energéticas (especialmente las fuentes de generación eléctrica) deberán distribuirse por la región de manera que se eviten concentraciones territoriales excesivas.

  Ello ha de ser así, tanto por la necesidad de atender a los procesos de desarrollo económico del conjunto del territorio andaluz, como por la mayor eficiencia energética de un sistema de infraestructuras descentralizado que reduce las pérdidas en el transporte, a la vez que evitan la concentración territorial de las emisiones contaminantes.

*«...la mejora de la eficiencia energética de las ciudades está vinculada a toma de decisiones de planificación urbana: modelo de movilidad, de urbanización y a las ordenanzas de edificación.»*

*«...la distribución equilibrada de las infraestructuras energéticas y el acceso de la población de manera igualitaria a formas de energía en condiciones adecuadas de calidad y cantidad es otro aspecto de la política energética que requiere una perspectiva territorial.»*

*«...el Plan de Ordenación del Territorio, en sus Bases y Estrategias, señala como uno de sus objetivos la necesidad de dotar a la región de un Sistema Energético basado en la diversificación de las fuentes energéticas y la primacía de las políticas de gestión racional de la demanda y la promoción y uso de las energías renovables.»*

*«Las estrategias para áreas urbanas y metropolitanas están dirigidas, fundamentalmente, a la gestión de sus demandas, es decir, a potenciar la eficiencia y el ahorro energético.»*

## 9.3.- Modelos territoriales de gestión energética

De lo anterior resulta evidente que la puesta en práctica de muchas de las estrategias y medidas del Plan Energético (especialmente aquellas que incorporan objetivos ambientales) requieren una perspectiva territorial explícita para alcanzar una mayor eficacia.

Esa perspectiva es el resultado de integrar y vincular el Plan con las iniciativas y propuestas actualmente en curso en Andalucía en materia de ordenación territorial, particularmente el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía (Bases y Estrategias) y el Plan Director de Infraestructuras de Andalucía. Con ello se logra un aumento de la coherencia entre los diferentes instrumentos de planificación del gobierno regional.

En ese sentido, el Plan de Ordenación del Territorio, en sus Bases y Estrategias, señala como uno de sus objetivos la necesidad de dotar a la región de un Sistema Energético «basado en la diversificación de las fuentes energéticas y la primacía de las políticas de gestión racional de la demanda y la promoción y uso de las energías renovables».

La aportación del Plan de Ordenación del Territorio en relación con el Sistema Energético regional se dirige a conseguir «una mejora de la articulación e integración de Andalucía internamente y con el exterior». Esa aportación se concreta en la identificación de «diferentes modelos de gestión energética en el territorio en función de las características de las redes e infraestructuras con las que cuentan, de las características de sus sistemas urbanos y con relación a las oportunidades diferenciadas que presentan en cuanto a la aplicación de políticas de ahorro y eficiencia energética, diversificación y aprovechamiento de recursos energéticos propios».

A partir de esas consideraciones (coincidentes con los objetivos de este Plan Energético), las Bases y Estrategias del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía proponen una serie de modelos de gestión energética aplicables de manera genérica a ámbitos diferenciados del territorio andaluz.

Esos ámbitos, con modelos específicos de gestión, se incorporan al Plan Energético como referentes básicos de actuación.

Los ámbitos en cuestión son:

- *Desarrollo de modelos de gestión prioritaria de la demanda en los ámbitos de los Centros Regionales, esto es, las áreas urbanas y metropolitanas de Sevilla, Málaga, Bahía de Cádiz-Jerez, Granada, Córdoba, Almería, Huelva, Bahía de Algeciras y Jaén.*

  Las estrategias para estos ámbitos están dirigidas, fundamentalmente, a la gestión de sus demandas, es decir, a potenciar la eficiencia y el ahorro energético. Con relación a ello se plantea la necesidad de elaborar balances energéticos globales de estos ámbitos que, junto con los objetivos de eficiencia energética, han de ser incluidos como criterios en la planificación urbanística y territorial (modelos de desarrollo urbano y metropolitano), y en la planificación de los sistemas de transporte, principales consumidores de productos petrolíferos y responsables de las mayores emisiones contaminantes a la atmósfera. La interconexión de los Centros Regionales mediante la red de gasoductos, el desarrollo de las aplicaciones de esta fuente energética y la integración de las energías renovables, son aspectos esenciales de esta estrategia.

  En las 10 grandes ciudades se atenderá prioritariamente en el Plan a los siguientes objetivos: ir

completando la red de abastecimiento doméstico y a empresas de gas natural; la extensión de la red eléctrica a las áreas de nueva urbanización, el desarrollo de proyectos de cogeneración en el sector terciario (Hospitales, Depuradoras de aguas residuales, etc.) y la promoción de las energías renovables, con especial incidencia en los paneles solares en edificios públicos y privados de nueva construcción o en rehabilitación.

- *Desarrollo de modelos de aprovechamiento del potencial urbano y productivo de las áreas litorales.*

  Este modelo presta especial atención al desarrollo de programas globales de aprovechamiento de los recursos renovables en el conjunto de la franja litoral y a la consolidación del complejo científico técnico asociado a las energías renovables.

  Asimismo, se plantea la necesidad de hacer una consideración diferenciada de los ámbitos metropolitanos con funciones de abastecimiento energético y concentración de actividades industriales (Huelva y Bahía de Algeciras), que requieren planteamientos específicos desde el punto de vista energético y medioambiental, en el sentido de buscar un equilibrio entre las condiciones de vida de la población y la actividad industrial. La extensión de la red de gasoductos y el desarrollo de sus aplicaciones constituye también aquí una pieza clave para la diversificación y mejora de la eficiencia energética en estos ámbitos.

- *Desarrollo de modelos de aprovechamiento del potencial urbano y productivo de las áreas agrícolas interiores.*

  El potencial urbano de las Redes de Ciudades Medias y los ejes de concentración de actividades (Eje del Guadalquivir, Eje Diagonal), así como la presencia en determinados casos de sistemas productivos locales más consolidados, y las oportunidades que ofrecen los recursos renovables (energía solar y biomasa), justifican la necesidad de modelos de gestión diferenciados. El desarrollo de la gasificación y el aprovechamiento de los recursos renovables de la biomasa de origen agrícola (residuos agrícolas y cultivos energéticos), mediante sistemas de generación apoyados en el potencial de las economías urbanas, definen las principales potencialidades de estos ámbitos.

  En la red de ciudades medias por tanto, se atenderá especialmente al progresivo desarrollo de la red de abastecimiento doméstico y a empresas de gas natural, bien a partir de la red de gasoductos, bien mediante la construcción de plantas de almacenaje y redes secundarias en los núcleos urbanos que están más alejados de dicha red.

  Desde el punto de vista de los modelos de gestión, estas áreas deben ser consideradas de manera específica y diferenciada, tanto por lo que se refiere a la gestión energética de los espacios urbanos (adaptada a un tipo de ciudad de dimensiones medias y dinámicas urbanísticas propias), como por el ajuste de la gestión a los procesos e instalaciones de los sistemas productivos locales que sustentan a las diferentes redes de ciudades del interior de Andalucía.

  En estas áreas agrícolas interiores hay que tener en cuenta, de manera particular, las oportunidades de aprovechamiento del potencial energético de la agricultura, tanto en las grandes zonas regables como en las zonas de campiña. Y ello tanto desde la perspectiva de los posibles cultivos energéticos que puedan desarrollarse como por el apro-

*«En las grandes ciudades se atenderá prioritariamente a los siguientes objetivos: complementación de la red de abastecimiento doméstica y empresarial de gas natural; extensión de la red eléctrica a áreas de nueva urbanización; desarrollo de proyectos de cogeneración en el sector terciario y promoción de las energías renovables.»*

*«En áreas litorales se presta especial atención al desarrollo de programas globales de aprovechamiento de los recursos renovables en el conjunto de la franja litoral y a la consolidación del complejo científico técnico asociado a las energías renovables.»*

*«En las áreas agrícolas interiores hay que tener en cuenta, de manera particular, las oportunidades de aprovechamiento del potencial energético de la agricultura, tanto en las grandes zonas regables como en las zonas de campiña. Y ello tanto desde la perspectiva de los posibles cultivos energéticos que puedan desarrollarse como por el aprovechamiento de los residuos agrícolas...»*

*«...hay que considerar la necesidad de un modelo de gestión adaptado a las condiciones específicas de las zonas de montaña y las áreas de más baja densidad demográfica de la región.»*

vechamiento de los residuos agrícolas (sobre todo de aquellos que conforman los principales ciclos productivos de la agricultura andaluza y constituyen grandes zonas de cultivo uniforme que facilitan su recogida, tratamiento y manipulación con fines energéticos: olivar, algodón, campiñas del ciclo trigo-girasol, cultivos de regadío, etc.). En este sentido debe insistirse en la necesidad de vincular la política energética con las medidas y ayudas de naturaleza agroambiental que actualmente vienen desarrollándose en el marco de la PAC.

Asimismo, en las zonas regables dedicadas a producciones hortofrutícolas donde no fuera posible el aprovechamiento de energías renovables, la progresiva climatización de los invernaderos mediante gas natural mejoraría el calendario de producción de frutas y hortalizas. En el sector industrial hay que destacar como uno de los objetivos principales, la construcción de plantas de cogeneración en sectores productivos con gran potencialidad como el de productos cerámicos y papel, además del oleícola.

- *Finalmente, hay que considerar la necesidad de un modelo de gestión adaptado a las condiciones específicas de las zonas de montaña y las áreas de más baja densidad demográfica de la región.*

  En este caso, el objetivo es lograr un acceso a recursos energéticos seguros y de calidad en ámbitos de la región caracterizados por el débil poblamiento y, en muchas ocasiones, la dispersión en el territorio de los habitantes.

  Dentro de las zonas de montaña se pueden diferenciar las expectativas de la política energética en los tres grandes ámbitos regionales en que se puede dividir la montaña andaluza: Morena, Sierras Subbéticas y Sierras Penibéticas.

En Sierra Morena, comarca natural donde se concentra gran parte de la producción ganadera andaluza, se debe dar prioridad a los estudios de tecnologías energéticas para el tratamiento de purines que solucionaran la problemática ambiental de sus vertidos. Otros aspectos prioritarios son los programas de electrificación rural de las explotaciones ganaderas (vaquerías y granjas dispersas por todo el territorio e industrias lácteas y cárnicas), así como de las áreas y establecimientos con un incipiente turismo rural y natural.

En las Sierras Subbéticas parece conveniente adoptar una estrategia común con el resto de comarcas del Valle del Guadalquivir en el aprovechamiento energético de los residuos del olivar y la industria oleícola, mediante la creación de nuevas plantas de biomasa, y especialmente del orujo. Asimismo, habría que prestar atención a nuevos sectores emergentes como el de aprovechamiento energético de residuos de la industria de la madera y el mueble.

En el Surco Intrabético y las Sierras Penibéticas existe un importante número de ámbitos como zonas eólicas potenciales. Los programas de electrificación rural tendrán especial prioridad en aquellos territorios con un poblamiento formado por núcleos de muy pequeño tamaño y gran dispersión, con situaciones de atraso económico, y con expectativas para el desarrollo de un incipiente turismo rural y natural.

No hay que olvidar el Sureste árido, que cuenta con varias áreas potenciales para la construcción de parques eólicos, cuya energía, así como el gas natural, pueden utilizarse en el funcionamiento de las diversas plantas desaladoras previstas y en construcción. Además, con carácter puntual, se apoyará la continuación de las experiencias de la Plataforma Solar de Tabernas para poder

aplicar la tecnología de producción de energía solar comercialmente.

En todas las zonas mencionadas, uso de las energías renovables, particularmente la energía solar térmica y fotovoltaica, resulta particularmente adecuada, en la línea de programas como el Prosol.

Con el desarrollo de estos modelos de gestión, la política energética se vincula con uno de los objetivos más importantes de la política territorial y ambiental de la Junta de Andalucía, como es la de evitar el despoblamiento y la desertización de amplias zonas de la región (montañas penibéticas, Sierra Morena, altiplanicies orientales o zonas áridas almerienses) con fuerte procesos migratorios.

Desde el punto de vista del potencial energético de estas zonas hay que considerar también, al igual que en las áreas agrícolas interiores, el potencial derivado del aprovechamiento de los residuos forestales.

La extensión de la red de gasoductos y el desarrollo de sus aplicaciones (especialmente para climatización de invernaderos agrícolas) constituye aquí una pieza clave para la diversificación y mejora de la eficiencia energética en estos ámbitos.

Finalmente, teniendo en cuenta el problema ambiental que supone la masiva generación de restos de cosechas agrícolas (los cuales son generalmente incinerados sin ningún beneficio económico y con elevado impacto ambiental), se prestará especial atención a la implantación de instalaciones que permitan el aprovechamiento energético de dichos restos agrícolas.

A continuación se muestran dos mapas en los que se incluye el modelo territorial de Andalucía junto a las propuestas de desarrollo de las redes de transporte tanto de gas natural como de energía eléctrica.

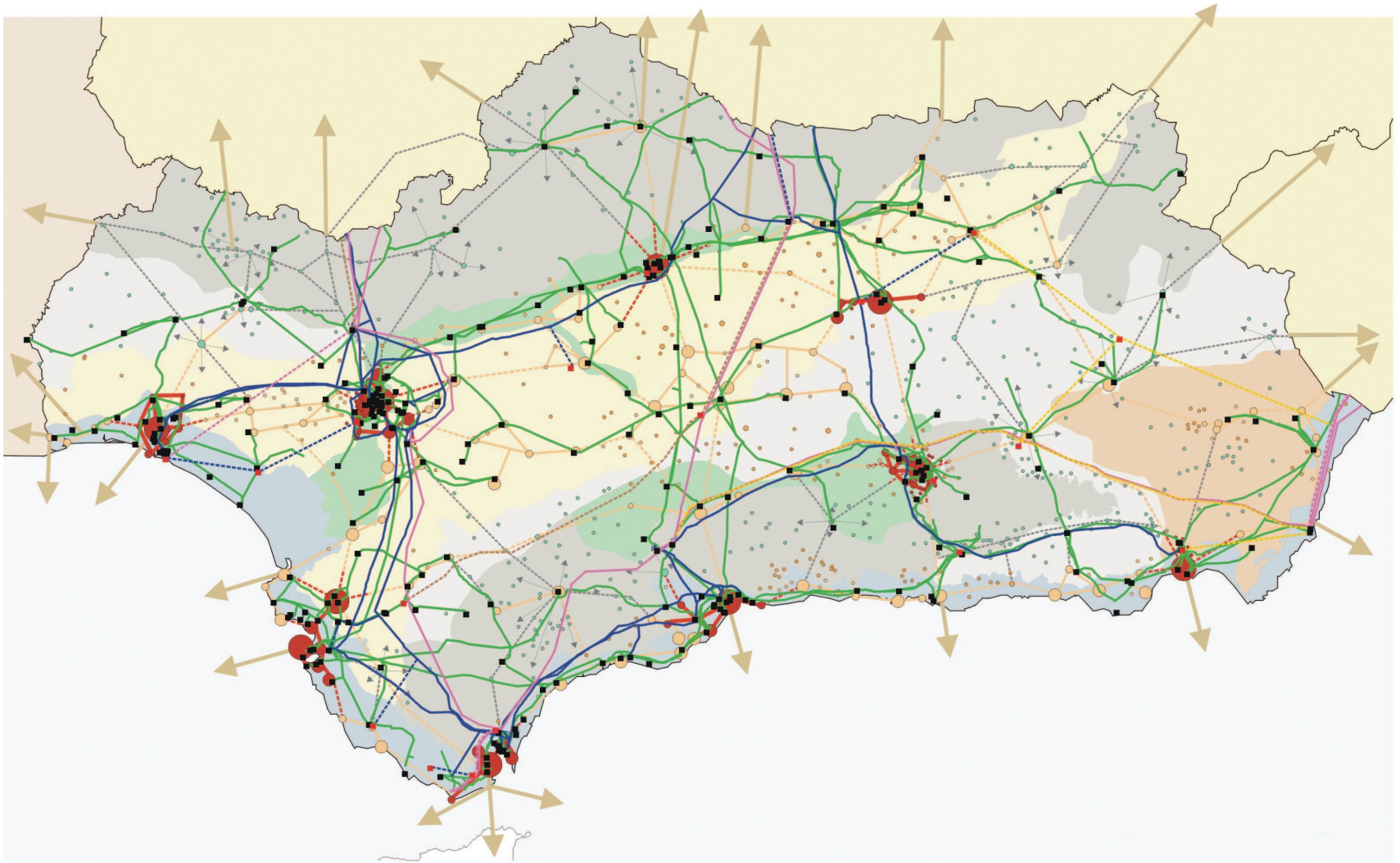
## 9.4.- Contabilidad de emisiones

Es notorio el esfuerzo que la Unión Europea a través de distintos organismos está llevando a cabo para reducir las emisiones de gases causantes del efecto invernadero con el objetivo de cumplir los compromisos del Protocolo de Kioto, una vez ratificado por nuestro país en el presente año.

Muestra de este esfuerzo es el número de Directivas y Propuestas de Directivas que en los últimos años se están promoviendo, confirmándose así que la lucha contra el Cambio Climático es una prioridad fundamental de la política de la Unión Europea.

En la actualidad la línea de trabajo que está llevando a cabo la Comisión es la de integrar el medio ambiente en el resto de políticas. En este sentido, entre las iniciativas más recientes cabe citar: la Directiva sobre la continuación de la liberalización de los mercados de la electricidad y el gas natural en la Unión Europea, la Directiva sobre la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, el plan de acción para mejorar la eficacia energética en la Comunidad, el Libro Verde sobre la seguridad de abastecimiento energético, la revisión de las directrices comunitarias sobre ayudas estatales a favor del medio ambiente, la revisión de las orientaciones sobre las redes transeuropeas de transporte y la revitalización de la Directiva por la que se reestructura el marco comunitario de imposición de los productos energéticos.

Además de estas líneas generales, la Comisión tiene intención de llevar a término un paquete de medidas



**MODELO TERRITORIAL (BASES Y ESTRATEGIAS DEL PLAN DE ORDENACIÓN DEL TERRITORIO DE ANDALUCÍA) E INFRAESTRUCTURAS ELÉCTRICAS**

ESTRUCTURAS

- Centros Regionales
- Redes de Ciudades Medias
- Estructuras de asentamientos rurales centralizadas por Ciudades Medias o Centros Rurales
- Estructuras de asentamientos rurales vinculados a las Redes de Ciudades Medias o los Centros Regionales
- Estructuras de asentamientos rurales sin centralidad

RELACIONES ENTRE ESTRUCTURAS

- Relaciones entre Centros Regionales y Redes de Ciudades Medias con un componente metropolitano
- Relaciones entre Centros Regionales y/o Redes de Ciudades Medias
- Relaciones entre Estructuras de Asentamientos Rurales y Centros Regionales/Redes de Ciudades Medias
- Relaciones con el exterior

UNIDADES TERRITORIALES

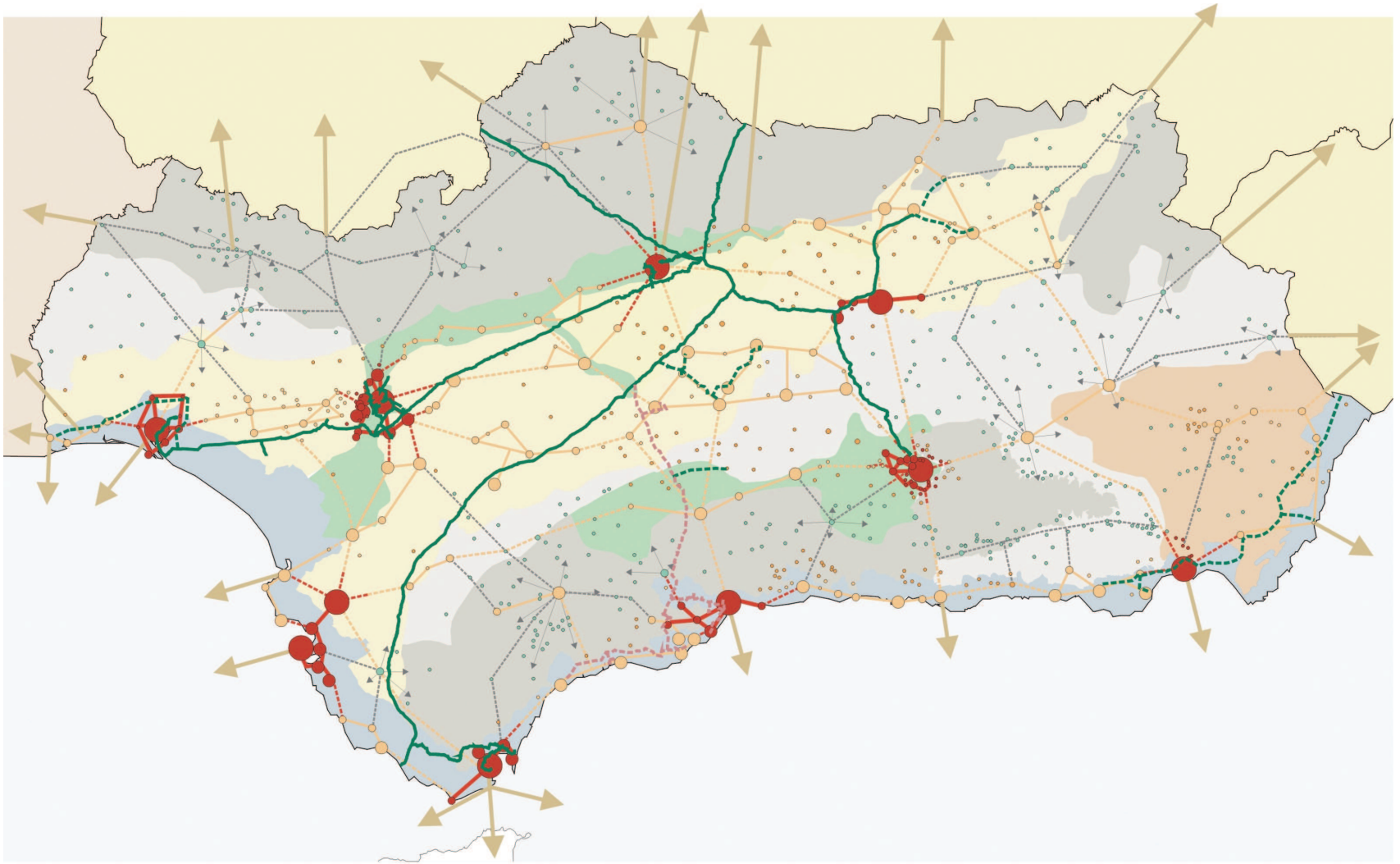
- Litorales
- Vegas interiores
- Campiñas
- Forestal
- Vocación forestal
- Sureste árido

ELEMENTOS

- Ciudades principales
- Ciudades Medias
- Pequeñas ciudades y Centros Rurales
- Otros asentamientos

RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- 400 kV
- 220 kV
- 132 kV
- Programada REE 400 kV
- Programada REE 220 kV
- Propuesta REE
- Propuesta Junta de Andalucía
- Subestación existente
- Subestación propuesta



**MODELO TERRITORIAL (BASES Y ESTRATEGIAS DEL PLAN DE ORDENACIÓN DEL TERRITORIO DE ANDALUCÍA) E INFRAESTRUCTURAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS**

ESTRUCTURAS

- Centros Regionales
- Redes de Ciudades Medias
- Estructuras de asentamientos rurales centralizadas por Ciudades Medias o Centros Rurales
- Estructuras de asentamientos rurales vinculados a las Redes de Ciudades Medias o los Centros Regionales
- Estructuras de asentamientos rurales sin centralidad

RELACIONES ENTRE ESTRUCTURAS

- Relaciones entre Centros Regionales y Redes de Ciudades Medias con un componente metropolitano
- Relaciones entre Centros Regionales y/o Redes de Ciudades Medias
- Relaciones entre Estructuras de Asentamientos Rurales y Centros Regionales/Redes de Ciudades Medias
- Relaciones con el exterior

UNIDADES TERRITORIALES

- Litorales
- Vegas interiores
- Campiñas
- Forestal
- Vocación forestal
- Sureste árido

ELEMENTOS

- Ciudades principales
- Ciudades Medias
- Pequeñas ciudades y Centros Rurales
- Otros asentamientos

RED DE TRANSPORTE DE GAS

- Gasoducto existente
- Propuesta en ejecución
- Propuesta de desarrollo

*«La metodología empleada para el cálculo de emisiones de gases causantes del efecto invernadero en Andalucía contempla aquellas emisiones derivadas de la generación eléctrica necesarias para la cobertura de la demanda andaluza, incluyendo las producidas en otras Comunidades Autónomas, en caso de saldo neto importador, y excluyendo las suministradas en caso de saldo neto exportador.»*

específicas destinadas a frenar las emisiones agrupadas en cuatro apartados: medidas transectoriales, del sector energético, del transporte y de la industria.

1. Medidas transectoriales.

   - Fomento de una ampliación efectiva de la Directiva sobre la prevención y el control integrados de la contaminación.

   - Propuesta de Directiva sobre la vinculación entre los mecanismos basados en proyectos, incluyendo el cumplimiento conjunto y el mecanismo de desarrollo limpio, y el plan comunitario de comercio de emisiones.

   - Propuesta de revisión del mecanismo de seguimiento de emisiones de $CO_2$ y otros gases de efecto invernadero.

2. Medidas en el sector energético.

   - Propuesta de Directiva Marco sobre requisitos de eficiencia mínimos para equipo de consumo.

   - Propuesta de Directiva sobre la gestión de la demanda de energía.

   - Propuesta de Directiva sobre el fomento de la generación combinada de calor y electricidad (cogeneración).

   - Propuestas no legislativas complementarias:

     - Iniciativas para fomentar la contratación pública con criterios de eficiencia energética.
     - Campaña de sensibilización pública y campaña de despegue.

3. Medidas en el sector transporte.

   - Propuesta para modificar el equilibrio entre los distintos modos de transporte.

   - Propuesta de mejoras en el uso de la infraestructura y en la tarifación.

   - Fomento del uso de biocombustibles en el transporte.

4. Medidas en la industria.

   - Propuesta de Directiva Marco sobre los gases fluorados.

Todas estas iniciativas hacen prever un control exhaustivo de las emisiones de gases causantes del efecto invernadero. No obstante, estimar en la actualidad las toneladas equivalentes de $CO_2$ emitidas a la atmósfera con horizonte a 2010 es una tarea sujeta a grandes incertidumbres, lo que hace que los resultados de cualquier ejercicio de cálculo para obtener cifras en este sentido deban tomarse con cierta cautela.

La ausencia de escenarios de evolución en algunos sectores y la dificultad de prever el grado de penetración de las iniciativas contra el Cambio Climático propuestas por la Comisión Europea son las causas principales de estas incertidumbres.

La metodología empleada para el presente cálculo de emisiones de gases causantes del efecto invernadero en Andalucía contempla aquellas emisiones derivadas de la generación eléctrica necesarias para la cobertura de la demanda andaluza, incluyendo las producidas en otras Comunidades Autónomas en caso de saldo neto importador y excluyendo las suministradas en caso de saldo neto exportador.

Los datos correspondientes a 1990 y 2000 proceden del Ministerio de Medio Ambiente, a los que se han incorporado las emisiones asociadas a la electricidad importada, tomando para ello el mix de generación nacional y los factores de emisión medios por tecnologías en esos años.

A la hora de realizar las estimaciones para los años 2006 y 2010 se ha procurado tomar como base documentos de escenarios de evolución oficiales. No obstante, esta práctica no ha podido llevarse a cabo en la mayoría de los campos establecidos en las tablas del Ministerio de Medio Ambiente, por lo que en algunos casos se han mantenido las tendencias actuales y en otros se han tomado porcentajes de incremento o reducción sobre las mismas dependiendo de la mayor o menor penetración de las nuevas iniciativas encaminadas al descenso de las emisiones en cada uno de los sectores.

### 9.4.1.- Resultado del cálculo de emisiones

Las emisiones de los años 1990 y 2000, aportadas por el Ministerio de Medio Ambiente, y las estimaciones para los años 2006 y 2010 en todos los sectores, se muestran en la tabla adjunta.

| Compuesto | 1990 | 2000 | 2006 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| CH4 | 4.801.424 | 6.931.174 | 6.771.104 | 5.882.851 |
| CO2 | 32.731.500 | 45.544.129 | 43.146.882 | 41.777.296 |
| N2O | 7.154.290 | 8.031.357 | 8.067.094 | 7.721.960 |
| SF6 | 9.625 | 32.325 | 43.020 | 34.416 |
| HFC | 0 | 1.006.851 | 1.138.500 | 910.800 |
| PFC | 0 | 7.306 | 10.500 | 8.400 |
| TOTAL | 44.696.840 | 61.553.142 | 59.177.100 | 56.335.724 |

Se observan dos tramos claramente diferenciados. El primero, que comprende el período 1990-2000, presenta un incremento de las emisiones del 37,7%. A partir del año 2000 y como consecuencia de políticas activas de control de emisiones y una intensificación de las renovables se prevé un cambio en la pendiente, consiguiéndose una reducción del 3,9% en el período 2000-2006. Esta tendencia persiste hasta el año 2010 alcanzándose una disminución del 8,5% en el período 2000-2010.

No obstante, las toneladas equivalentes de $CO_2$ emitidas crecen un 26,0%, por encima de la cuota de crecimiento de emisiones adjudicada a España en el marco del Protocolo de Kioto (crecimiento del 15% en el período 2008-2012 respecto al año 1990).

En cuanto a la aportación de cada uno de los compuestos químicos en el año 2010, la mayor parte corresponde al $CO_2$, con una tasa media en torno al 74,2%. Le sigue el $N_2O$ con el 13,7%. A continuación se sitúa el $CH_4$ que tiene una aportación media del 10,4%. Por último, los compuestos fluorados con una cuota en torno al 2%. En la siguiente tabla se muestran los porcentajes relativos en los años analizados:

| % relativos de compuestos | 1990 | 2000 | 2006 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| CH4 | 10.7% | 11.3% | 11.4% | 10.4% |
| CO2 | 73.2% | 74.0% | 72.9% | 74.2% |
| N2O | 16.0% | 13.0% | 13.6% | 13.7% |
| SF6 | 0.0% | 0.1% | 0.1% | 0.1% |
| HFC | 0.0% | 1.6% | 1.9% | 1.6% |
| PFC | 0.0% | 0.0% | 0.0% | 0.0% |

Dentro del sector energético se han computado las emisiones procedentes del total de la generación eléctrica (incluida la cogeneración en sectores como la industria y servicios), de las plantas de refino de crudo, de la transformación de combustibles sólidos, y la extracción, tratamientos y distribución de combustibles.

*«Dentro del sector energético se han computado las emisiones procedentes del total de la generación eléctrica (incluida la cogeneración en sectores como la industria y servicios), de las plantas de refino de crudo, de la transformación de combustibles sólidos, y la extracción, tratamientos y distribución de combustibles.»*

| Emisiones por sectores | 1990 | 2000 | 2006 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| Combustión en la producción y transformación de energía, generación eléctrica, extracción y distribución de combustibles | 13.413.708 | 22.587.044 | 18.857.976 | 17.536.651 |
| Industria | 8.678.205 | 8.217.077 | 7.780.119 | 7.002.107 |
| Transporte | 9.717.661 | 13.943.418 | 15.473.029 | 16.140.929 |
| Uso de disolventes y otros productos | 74.415 | 1.129.872 | 1.282.850 | 1.044.446 |
| Plantas de combustión no industrial | 1.899.402 | 2.202.804 | 2.555.026 | 2.555.026 |
| Tratamiento y eliminación de residuos | 1.486.756 | 3.245.266 | 2.921.678 | 2.337.342 |
| Agricultura | 8.053.508 | 8.903.729 | 8.972.000 | 8.384.800 |
| Otras fuentes y sumideros (naturaleza) | 1.373.183 | 1.323.932 | 1.334.422 | 1.334.422 |
| TOTAL SECTORES | 44.696.840 | 61.553.142 | 59.177.100 | 56.335.724 |

| Producción de energía eléctrica | 1990 | 2000 | 2006 | 2010 |
|---|---|---|---|---|
| t. equivalentes de $CO_2$ emitidas | 11.768.550 | 20.361.867 | 15.807.716 | 14.570.386 |
| Variación respecto a 1990 | | 73.0% | 34.3% | 23.8% |

Los resultados desagregados de este análisis se muestran a continuación:

| Emisiones 1990 para la cobertura andaluza (toneladas) | $SO_2$ | NOx | $CO_2$ |
|---|---|---|---|
| Central térmica de carbón de importación | 23644.8 | 15156.9 | 5286737.2 |
| Central térmica de carbón de nacional | 106225.8 | 21997.7 | 5646096.7 |
| Central bicombustible | 10714.4 | 1483.5 | 656048.1 |
| Central térmica de ciclo combinado a gas | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Térmicas régimen especial excepto biomasa, RSU | 662.0 | 1051.7 | 179668.3 |
| Biomasa | | | |
| RSU | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| TOTAL | 141247.0 | 39689.9 | 11768550.2 |

| Emisiones 2000 para cobertura andaluza (toneladas) | $SO_2$ | NOx | $CO_2$ |
|---|---|---|---|
| Central térmica de carbón de importación | 39767.7 | 28222.2 | 11288894.6 |
| Central térmica de carbón de nacional | 57466.0 | 19878.6 | 5240566.1 |
| Central bicombustible | 6418.6 | 2656.0 | 1675483.2 |
| Central térmica de ciclo combinado a gas | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Térmicas régimen especial excepto biomasa, RSU | 7946.8 | 12626.2 | 2156923.4 |
| Biomasa | | | |
| RSU | 15.2 | 306.0 | 0.0 |
| TOTAL | 111614.4 | 63689.1 | 20361867.3 |

En este sector se observa una senda parecida a la del global de emisiones aunque más acusada, con un fuerte incremento (68,4%) entre los años 1990 y 2000 y un descenso del 22,4% en el período 2000-2010.

El sector energético es con diferencia el que más contribuye a la reducción de emisiones de gases causantes de efecto invernadero a partir del año 2000, superando con creces el incremento previsto en el sector transporte.

En la tabla adjunta se muestran las emisiones sectoriales obtenidas en el estudio.

Los objetivos y escenarios recogidos en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 afectan de manera decisiva al sistema de generación eléctrica, y por tanto a sus emisiones. A continuación se analiza la evolución de éstas en función de las premisas adoptadas en el Plan.

Las emisiones derivadas de la generación eléctrica suponen en torno al 90% de las aportadas por el sector energético y aproximadamente el 30% del total de emisiones.

La producción de energía eléctrica para la cobertura de la demanda andaluza dio lugar en 1990 a unas emisiones de 11.768.550 t. equivalentes de $CO_2$. En la década siguiente esta cantidad se incrementó en un 73,0% como consecuencia del espectacular aumento del consumo eléctrico en la Comunidad Autónoma.

A partir del año 2000, y de acuerdo con el escenario de evolución planteado en el Plan Energético, se produce un punto de inflexión en la línea evolutiva de emisiones, alcanzándose disminuciones respecto al año 2000 del 22,4% en 2006 y del 28,4% en 2010. Estos descensos porcentuales en el cómputo total de emisiones son del 3,9% en 2006 y del 8,5% en 2010, lo que da una idea del fuerte ritmo de reducción de emisiones en la generación eléctrica con respecto al resto de sectores. No obstante, las emisiones derivadas de la generación eléctrica crecen un 23,8% en 2010 respecto al año base de 1990.

Sobre estas cifras cabe hacer una serie de reflexiones:

- En el año 2000, la suma de la generación eléctrica bruta en Andalucía y la producida fuera de la región para cubrir su déficit eléctrico alcanza los 30.814,0 GWh. En el año 2006, se podrá generar hasta 44.315,7 GWh dentro de la Comunidad Autónoma Andaluza, lo que supone un incremento del 43,8%. Esta cifra en el año 2010 será del 72,7%.

  De la energía eléctrica bruta generada dentro de Andalucía en el año 2006, 37.346 GWh irán destinados a cubrir la demanda en la región, exportándose el resto producido a otras Comunidades Autónomas. Por el mismo motivo que para el cálculo de las emisiones en el año 2000 se ha tenido en cuenta la energía eléctrica importada por Andalucía, en el año 2006 no se han computado las emisiones derivadas de la generación de electricidad destinada a la exportación.

  Se entiende que estas emisiones deben computarlas las Comunidades Autónomas que consuman la energía eléctrica, evitando así la penalización de aquellas otras Comunidades que prestan el servicio de la generación.

- La Unión Europea, dentro del marco del Protocolo de Kioto, se ha comprometido a reducir en un 8%, respecto al año 1990, las emisiones de gases causantes del efecto invernadero durante el período 2008-2012. El modo de alcanzar este objetivo por los distintos estados miembros, y en función de los niveles socioeconómicos alcanzado por ellos, permite que un grupo de países de la Unión pue-

| Emisiones 2006 para cobertura andaluza (toneladas) | $SO_2$ | NOx | $CO_2$ |
|---|---|---|---|
| Central térmica de carbón de importación | 24703.4 | 17531.4 | 7012565.5 |
| Central térmica de carbón de nacional | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Central bicombustible | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Central térmica de ciclo combinado a gas | 124.9 | 21418.7 | 6247133.6 |
| Térmicas régimen especial excepto biomasa, RSU | 7862.6 | 15090.3 | 2500859.9 |
| Biomasa | 72.7 | 1459.6 | 0.0 |
| RSU | | | |
| TOTAL | 32763.6 | 55500.0 | 15760559.0 |

| Emisiones 2010 para cobertura andaluza (toneladas) | $SO_2$ | NOx | $CO_2$ |
|---|---|---|---|
| Central térmica de carbón de importación | 17816.5 | 12644.0 | 5057588.7 |
| Central térmica de carbón de nacional | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Central bicombustible | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Central térmica de ciclo combinado a gas | 134.4 | 23045.5 | 6721608.5 |
| Térmicas régimen especial excepto biomasa, RSU | 8775.4 | 16842.1 | 2791188.3 |
| Biomasa | 97.1 | 1951.7 | 0.0 |
| RSU | | | |
| TOTAL | 26823.5 | 54483.3 | 14570385.5 |

### Indicador emisión (g)/kWh para cobertura de la demanda andaluza

| | $SO_2$ | Variación respecto año 2000 | $NO_x$ | Variación respecto año 2000 | $CO_2$ | Variación respecto año 2000 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2000 | 3,62 | - | 2,07 | - | 660,8 | - |
| 2006 | 0,88 | -75,8% | 1,49 | -28,1% | 422,0 | -36,1% |
| 2010 | 0,68 | -81,2% | 1,39 | -33,0% | 370,4 | -43,9% |

(*) Se han estimado las emisiones en los años 2000 y 2006 usando factores procedentes de diversas fuentes según el combustible y la tecnología de generación empleada. Las fuentes consultadas han sido el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), y el inventario de emisiones atmosféricas de la Comisión Europea CORINAIR. Para el caso de los ciclos combinados a gas natural se han consultado varias fuentes, tomándose una media de los factores de emisión obtenidos. Para el cálculo de las emisiones producidas por la energía eléctrica importada, se ha tomado el mix del equipo eléctrico peninsular. En ninguna de las tecnologías se han considerado las emisiones derivadas de las fases iniciales del ciclo de sistema generador, es decir, construcción, transporte, instalación, etc.

da, no obstante, incrementar sus emisiones. España se encuentra dentro de este grupo, y por ello se le permite incrementar en un 15% estas emisiones si lo necesita. Dado que el objetivo a cumplir es de carácter nacional, es decir que su cumplimiento lo es en términos de balance final en toda España, si tuviésemos que desagregar las tasas de contribución a este objetivo nacional por Comunidades Autónomas, siguiendo un criterio de reparto proporcional al producto interior bruto de cada una de ellas, este criterio es coherente con el criterio de reparto de las cuotas establecidos por la Unión Europea para sus países miembro. En este caso, Andalucía asume este compromiso y está en condiciones de cumplir dicho objetivo.

Dadas las competencias establecidas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, es responsabilidad del Gobierno de la Nación la autorización de las grandes centrales de combustión para la generación eléctrica. Por este motivo, y en paralelo con estas autorizaciones, deba ser el responsable de una regionalización coherente de las tasas de variación de las emisiones.

- La utilización de la energía nuclear aumenta considerablemente las probabilidades de alcanzar con éxito los objetivos recogidos en el Protocolo de Kioto al no generar emisiones de gases causantes del efecto invernadero. No obstante, la decisión del Gobierno Andaluz de prescindir de la generación eléctrica mediante centrales nucleares por la alta peligrosidad de los residuos que genera, el riesgo potencial sobre la población en el caso de un accidente nuclear y el elevado coste de la gestión de los residuos radioactivos, hace que el esfuerzo necesario para el cumplimiento del Protocolo deba ser más intenso. Los ciclos combinados a gas natural y las plantas híbridas representan las mejores opciones en cuanto a eficiencia energética y contención de contaminantes y emisiones de gases causantes del efecto invernadero.

- El PLEAN propone un sistema eléctrico en el que a pesar del fuerte incremento en generación, las emisiones en valor absoluto de $SO_{2,}$ $NO_x$ y $CO_2$ derivadas de la demanda andaluza se verán disminuidas respecto al año 2000 en un 70,6%, un 12,9% y un 22,6% respectivamente, como consecuencia del uso del gas natural en la generación eléctrica y el aprovechamiento de recursos renovables. Estos porcentajes en el horizonte del año 2010 son del 76,0%, 14,5% y 28,4% respectivamente.

  El PLEAN contribuye, en la medida en que el Gobierno andaluz estima consecuente con los criterios de emisión por países establecido por la Unión Europea, de forma efectiva al cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kioto..

- No se han computado en el cálculo las emisiones de $CO_2$ procedentes de la combustión de la biomasa, atendiendo a que el balance neto absorción/emisión puede considerarse nulo. Por otra parte, un porcentaje importante de la biomasa que se pretende aprovechar para generación eléctrica se quema en la actualidad en el campo sin ningún tipo de beneficio asociado ni computándose las emisiones asociadas a esta práctica.

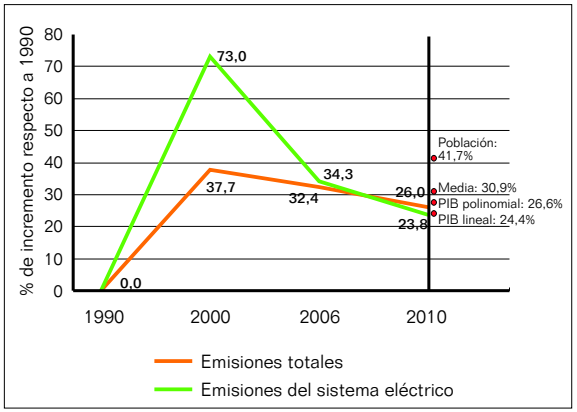
- El indicador que refleja los gramos emitidos por kWh eléctrico generado decrece considerablemente en todos los casos.

De todo esto se deduce que el sistema eléctrico de generación propuesto en el PLEAN para el año 2006, además de garantizar la autosuficiencia en energía eléctrica, mejora de forma importante los ratios am-

*«El PLEAN propone un sistema eléctrico en el que a pesar del fuerte incremento en generación, las emisiones en valor absoluto de $SO_{2,}$ $NO_x$ y $CO_2$ derivadas de la demanda andaluza se verán disminuidas respecto al año 2000 en un 70,6%, un 12,9% y un 22,6% respectivamente...»*

*«...se deduce que el sistema eléctrico de generación propuesto en el PLEAN para el año 2006, además de garantizar la autosuficiencia en energía eléctrica, mejora de forma importante los ratios ambientales del sistema de generación eléctrico, contribuyendo a la consecución del cumplimiento de los compromisos adquiridos por España dentro del conjunto de la Unión Europea en el Protocolo de Kioto.»*

*«... a España se le permite incrementar sus emisiones en un 15% respecto al año base (1990) dentro del período fijado por el Protocolo. La regionalización de esta cuota, que permitiría conocer la situación de cada Comunidad Autónoma y el esfuerzo que debiera hacer para contribuir al cumplimiento del objetivo nacional, no se ha llevado a efecto.»*




bientales del sistema de generación eléctrico, contribuyendo a la consecución del cumplimiento de los compromisos adquiridos por España dentro del conjunto de la Unión Europea en el Protocolo de Kioto.

Los objetivos que el Plan establece para el horizonte 2006 suponen, pues, una mejora generalizada en la emisión de contaminantes atmosféricos y de gases causantes del efecto invernadero.

Con objeto de comparar los resultados obtenidos en los dos escenarios estudiados con el análisis de la regionalización de cuotas de emisión del Protocolo de Kioto (apartado 9.5. de este capítulo), se ha llevado a cabo la siguiente representación.



Porcentaje de incremento de emisiones respecto a 1990

## 9.5.- Escenarios de regionalización de emisiones

En la introducción del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 queda reflejada la enorme preocupación de la Administración Andaluza por llegar a establecer un sistema energético que contribuya de manera efectiva al cumplimiento de los compromisos adquiridos por la Unión Europea en el marco del Protocolo de Kioto.

Los objetivos plasmados en dicho Protocolo son de ámbito nacional, estableciéndose cuotas de reducción o incremento de emisiones de gases causantes del efecto invernadero para cada país en función de aspectos tales como las cotas de crecimiento económico, la población y la situación ambiental entre otros.

En este reparto, a España se le permite incrementar sus emisiones en un 15% respecto al año base (1990) dentro del período fijado por el Protocolo. La regionalización de esta cuota, que permitiría conocer la situación de cada Comunidad Autónoma y el esfuerzo que debiera hacer para contribuir al cumplimiento del objetivo nacional, no se ha llevado a efecto.

Según el Gobierno Andaluz, este hecho no es óbice para establecer el criterio por el que todas las Comunidades Autónomas adquieren el compromiso de alcanzar el 15%. Esto favorecería a aquellos territorios que en el año base (1990) partían de un mayor desarrollo y altas tasas de emisiones, y penalizaría a aquellas otras regiones que en dicho año se encontraban en la situación contraria, como es el caso de la Comunidad Autónoma de Andalucía.

Por este motivo se han analizado una serie de escenarios de regionalización de las cuotas de emisión atendiendo a criterios diversos. Los resultados de este estudio se muestran a continuación.

### Escenario 1: Población

Según el Ministerio de Medio Ambiente, las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero en el año 1990 alcanzó la cifra de 305.832,1 miles de toneladas de CO2 equivalente. Incrementando esta cantidad en un 15% resultan 351.707,0 miles de toneladas de CO2 equivalente.

La población en España a 1-01-2001 era de 41.116.842 habitantes, por tanto las emisiones per cápita estimadas para el año 2010 serían de 8,55 toneladas de $CO_2$ equivalente/hab.

La población andaluza a 1-01-2001 era de 7.403.968 habitantes. Multiplicando esta cantidad por 8,55 se obtiene las emisiones que corresponderían a Andalucía en el año 2010 en un reparto poblacional. Esta cifra es 63.332,4 miles de toneladas de $CO_2$ equivalente.

Las emisiones totales en Andalucía en los años 1990 y 2000 fueron de 44.696,8 y 61.553,1 1 miles de toneladas de $CO_2$ equivalente respectivamente (estas cifras se han obtenido añadiendo a las aportadas por el Ministerio de medio Ambiente aquellas emisiones derivadas de la generación eléctrica correspondiente a la electricidad importada por Andalucía en estos años).

Atendiendo a estos números, Andalucía podría crecer respecto al año 1990 un 41,7%. A partir del año 2000 tan sólo queda un margen de crecimiento del 2,9%.

## Escenario 2: Extrapolación PIB p.c. lineal

Para la elaboración de este escenario se ha construido la recta que relaciona PIB per cápita y cuota de emisión establecida en el Protocolo de Kioto, tomando como puntos conocidos España y la Unión Europea. La ecuación resultante es Y =-0,003177546 X + 50,92171355.

Se ha supuesto que el establecimiento de las cuotas de emisión por país se llevó a cabo el año anterior a la presentación del Protocolo, es decir, 1996, por lo que los valores de PIB y población corresponden a dicho año. Introduciendo el PIB per cápita andaluz se obtiene una cuota del 24,4%.

Escenario 2: PIB lineal

## Escenario 3: Extrapolación PIB p.c. polinomial con datos del Protocolo reales

El presente escenario se obtiene ajustando a una polinomial las cuotas de reducción o incremento de emisiones por países recogidas en el Protocolo de Kioto e introduciendo los parámetros andaluces.

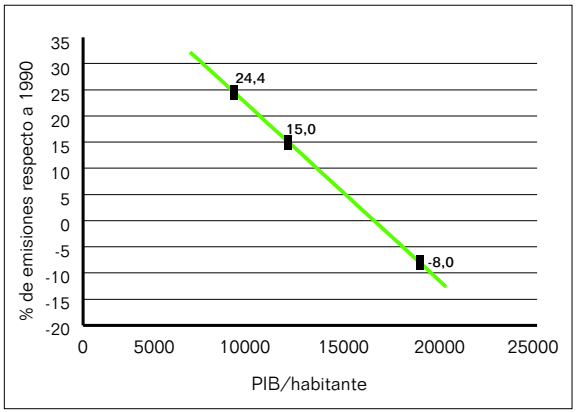
En la siguiente tabla se muestran las cuotas de emisión por países contempladas en el Protocolo de Kioto.

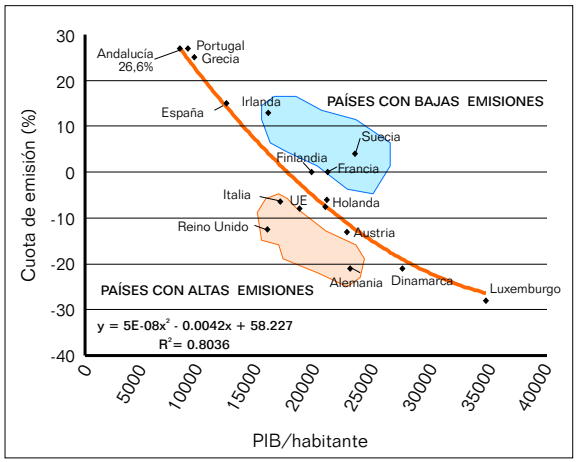
| País | Cuota (%) |
|---|---|
| Austria | -13 |
| Bélgica | -7.5 |
| Dinamarca | -21 |
| Finlandia | 0 |
| Francia | 0 |
| Alemania | -21.0 |
| Grecia | 25 |
| Irlanda | 13 |
| Italia | -6.5 |
| Luxemburgo | -28 |
| Holanda | -6 |
| Portugal | 27 |
| España | 15 |
| Suecia | 4.0 |
| Reino Unido | -12.5 |
| Unión Europea | -8 |

Asociando a esta tabla los valores de PIB per cápita de los distintos países se obtiene una nube de puntos. Si se aproxima dicha nube a una polinomial se obtiene la ecuación Y= 5E-08X2 – 0,0042X +58,227. La representación de este análisis es:

Reparto de cuota por países: aproximación a polinomial

Si bien hay un buen número de países que se alinean con la curva, aparecen dos grupos que se alejan de la misma. Este alejamiento se debe a que el reparto de la cuota, además de a criterios de PIB per cápita, atiende a otros criterios tales como las emisiones efectuadas para alcanzar las rentas nacionales. Esto se observa si se analizan los datos de países como Alemania y Suecia. Ambos tienen prácticamente el mismo PIB per cápita, en cambio al primero se le exige una reducción de sus emisiones del 21% y al segundo se le permite incrementarlas en un 4%. La diferencia está, entre otros motivos, en que en torno al 70% de la elec-



*«Una vez analizados los distintos casos, se ha considerado como un reparto razonable para la Comunidad Autónoma de Andalucía aquel que establece el escenario 3, es decir, el que permitiría crecer a Andalucía un 26,6% respecto a las emisiones del año 1990.»*

tricidad generada en Alemania en 1996 se llevó a cabo en térmicas de carbón y fuelóleo, mientras que este indicador para Suecia en el mismo año fue del 10,2%, generando el resto con hidráulica y nuclear.

Atendiendo a este razonamiento, y según se ha indicado, se forman dos grupos de países: aquellos con sistemas energéticos con elevadas emisiones y aquellos otros que para rentas similares cuentan con tecnologías o recursos menos contaminantes. Eliminando los valores límites de estos dos grupos (práctica habitual en análisis estadísticos) mejora considerablemente el factor de correlación R2 que en el caso actual se sitúa en 0.8036.

Situando la situación de Andalucía en la gráfica anterior se obtiene una cuota del 26,6%. Se ha realizado el mismo ejercicio para el resto de Comunidades Autónomas obteniéndose los siguientes valores:

| Comunidad Autónoma | Cuota (%) |
|---|---|
| Andalucía | 26.6 |
| Aragón | 13.8 |
| Asturias | 21.5 |
| Baleares | 10.2 |
| Canarias | 19.2 |
| Cantabria | 19.5 |
| Castilla y León | 18.5 |
| Castilla la Mancha | 23.2 |
| Cataluña | 9.3 |
| C. Valenciana | 19.5 |
| Extremadura | 30.2 |
| Galicia | 23.9 |
| C. De Madrid | 6.5 |
| R. De Murcia | 23.0 |
| C. F. De Navarra | 7.1 |
| País Vasco | 11.0 |
| La Rioja | 12.0 |
| Ceuta y Melilla | 21.9 |

### Escenario 4: Media

Si se toma la media de los cuatros escenarios anteriores se obtiene para el caso de Andalucía una cuota del 30,9%.

Una vez analizados los distintos casos, se ha considerado como un reparto razonable para la Comunidad Autónoma de Andalucía aquel que establece el escenario 3, es decir, el que permitiría crecer a Andalucía un 26,6% respecto a las emisiones del año 1990.

## 9.6.- El Plan Energético y los procedimientos de prevención ambiental

El enfoque con el que ha sido redactado el Plan Energético incorpora la dimensión ambiental en el planteamiento de sus objetivos y en la formulación de sus estrategias y medidas, en coherencia con la legislación vigente y en coordinación con la planificación regional confluyente, especialmente el Plan Andaluz de Medio Ambiente y el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía.

La formulación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 se acordó por el Decreto 81/2001, de 13 de marzo (BOJA nº 50 de 3/5/01), como «instrumento estratégico y de coordinación de las políticas sectoriales en materia de infraestructuras energéticas, de fomento de las energías renovables, así como de las actuaciones en materia de ahorro, eficiencia y diversificación energética que se desarrollen en Andalucía en el período considerado».

El artículo quinto del Decreto establece el proceso de elaboración y aprobación del Plan, disponiéndose en el mismo los pasos procedimentales a seguir que culminará con la aprobación del Plan mediante Decreto por parte del Consejo de Gobierno de la Junta de

Andalucía y su remisión al Parlamento de Andalucía, a los efectos previstos en el Artículo 149 del Reglamento del Parlamento de Andalucía.

Entre los requisitos exigidos en el proceso de elaboración y aprobación se establece que la Consejería de Medio Ambiente procederá a realizar la Declaración de Impacto Ambiental del Plan. Cabe señalar que la normativa andaluza vigente actualmente en materia de Evaluación de Impacto Ambiental no es aplicable a este tipo de Planificación. La Directiva 2001/42/CE del Consejo que regula la Evaluación de Impacto Ambiental de Planes y Programas entró en vigor el pasado 21 de julio de 2001 y establece un plazo hasta el 21 de julio de 2004, para su efectiva transposición a la legislación y normativa de cada Estado miembro.

Por otra parte, en la citada Directiva se excluye de la obligatoriedad de someter al procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental a los Planes y Programas cuyo primer acto preparatorio formal sea anterior al 21 de julio de 2002 y cuya adopción o presentación al procedimiento legislativo se produzca transcurridos menos de 24 meses a partir de dicha fecha.

De acuerdo con lo anterior, y con carácter voluntario, la autoridad energética competente asume que, para suministrar una mejor y más extensa información y datos para la realización de la Declaración de Impacto Ambiental del Plan Energético de Andalucía 2003-2006, se elaborará un documento técnico de carácter ambiental en el que se identifiquen, describan y evalúen los probables efectos significativos en el medio ambiente de la aplicación del Plan, así como unas alternativas razonables que tengan en cuenta los objetivos y el ámbito de aplicación geográfico del mismo.

Por otro lado, las actuaciones y los proyecto que se deriven de lo establecido en este Plan también deberán ser sometidos a los procedimientos de evaluación de impacto ambiental contemplados en la legislación concurrente, tanto comunitaria como estatal o autonómica.

Por lo que respecta a la legislación comunitaria, los textos de referencia son la Directiva 85/337/CEE y las modificaciones posteriores introducidas en la Directiva 97/11/CE.

Por lo que respecta a la legislación autonómica andaluza la referencia principal es la Ley 7/1994, de Protección Ambiental, mediante la que se regulan los procedimientos de prevención ambiental: Evaluación, Informe y Calificación.

### Supuestos sometidos a evaluación de impacto ambiental de acuerdo a la Ley 6/2001 (artículo 1.1 y Anexo I):

- Explotaciones y frentes de una misma autorización o concesión a cielo abierto de yacimientos minerales y demás recursos geológicos de las secciones A, B, C y D cuyo aprovechamiento está regulado por la Ley de Minas y normativa complementaria, de acuerdo a condiciones específicas.

- Minería subterránea en las explotaciones en las que se den circunstancias específicas.

- Refinerías de petróleo bruto (con la exclusión de las empresas que produzcan únicamente lubricantes a partir de petróleo bruto), así como las instalaciones de gasificación y de licuefacción de, al menos, 500 toneladas de carbón de esquistos bituminosos (o de pizarra bituminosa) al día.

*«Entre los requisitos exigidos en el proceso de elaboración y aprobación del PLEAN se establece que la Consejería de Medio Ambiente procederá a realizar la Declaración de Impacto Ambiental del Plan.»*

*«... las actuaciones y los proyecto que se deriven de lo establecido en este Plan también deberán ser sometidos a los procedimientos de evaluación de impacto ambiental contemplados en la legislación concurrente, tanto comunitaria como estatal o autonómica.»*

- Centrales térmicas y nucleares:
  - Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión con potencia térmica de, al menos, 300 MW.
  - Centrales nucleares y otros reactores nucleares, incluidos el desmantelamiento o clausura definitiva de tales centrales y reactores (con exclusión de las instalaciones de investigación para la producción y transformación de materiales fisionables y fértiles, cuya potencia máxima no supere 1 kW de carga térmica continua). Las centrales nucleares y otros reactores nucleares dejan de considerarse como tales instalaciones cuando la totalidad del combustible nuclear y de otros elementos radiactivamente contaminados haya sido retirada de modo definitivo del lugar de la instalación.
- Instalación de reproceso de combustibles nucleares irradiados.
- Instalaciones diseñadas para cualquiera de los siguientes fines:
  - La producción o enriquecimiento de combustible nuclear.
  - El tratamiento de combustible nuclear irradiado o de residuos de alta actividad.
  - El depósito final del combustible nuclear irradiado.
  - Exclusivamente el depósito final de residuos radiactivos.
  - Exclusivamente el almacenamiento (proyectado para un período superior a diez años) de combustibles nucleares irradiados o de residuos radiactivos en un lugar distinto del de producción.
- Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia térmica superior a 300 MW.
- Tuberías para el transporte de gas y petróleo con un diámetro de más de 800 milímetros y una longitud superior a 40 kilómetros.
- Construcción de líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 kilómetros.
- Instalaciones para el almacenamiento de productos petrolíferos mayores de 100.000 toneladas.
- Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 50 o más aerogeneradores, o que se encuentren a menos de 2 kilómetros de otro parque eólico.
- Tuberías para el transporte de productos químicos con un diámetro de más de 800 milímetros y una longitud superior a 40 kilómetros.
- Instalaciones para el almacenamiento de productos petroquímicos o químicos, con una capacidad de, al menos, 200.000 toneladas.
- Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica (cuando se desarrollen en zonas especialmente sensibles, designadas en aplicación de las Directivas 79/409/CEE y 92/43/CEE o en humedales incluidos en la lista del Convenio de Ramsar)

### Supuestos sometidos a evaluación de impacto ambiental de acuerdo a la Ley 6/2001 (artículo 1.2 y Anexo II):

- Perforaciones profundas, con excepción de las perforaciones para investigar la estabilidad de los suelos, en particular:
  - Perforaciones geotérmicas.
  - Perforaciones para el almacenamiento de residuos nucleares.
- Instalaciones industriales en el exterior para la extracción de carbón, petróleo, gas natural, minerales y pizarras bituminosas.
- Instalaciones industriales en el exterior y en el Interior para la gasificación del carbón y pizarras bituminosas.
- Instalaciones industriales para el transporte de gas, vapor y agua caliente; transporte de energía eléctrica mediante líneas aéreas (proyectos no incluidos en el anexo I), que tengan una longitud superior a 3 kilómetros.
- Fabricación industrial de briquetas de hulla y de lignito.
- Instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica (cuando, según lo establecido en el anexo I, no lo exija cualquiera de las obras que constituyen la instalación).
- Instalaciones de oleoductos y gasoductos (proyectos no incluidos en el anexo I), excepto en suelo urbano, que tengan una longitud superior a 10 kilómetros.
- Almacenamiento de gas natural sobre el terreno. Tanques con capacidad unitaria superior a 200 toneladas.
- Almacenamiento subterráneo de gases combustibles. Instalaciones con capacidad superior a 100 metros cúbicos.
- Instalaciones para el procesamiento y almacenamiento de residuos radiactivos (que no estén incluidas en el anexo I).
- Parques eólicos no incluidos en el anexo I.
- Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente con potencia térmica superior a 100 MW.
- Instalaciones de almacenamiento de productos petroquímicos y químicos (proyectos no incluidos en el anexo I).

### Supuestos sometidos a estudio de impacto ambiental de acuerdo a la Ley 7/1994 de Protección Ambiental:

- Refinerías de petróleo bruto e instalaciones de licuefacción y gasificación de 500 toneladas de carbón.
- Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión de potencia térmica de al menos 300 MW.
- Instalaciones para el aprovechamiento de energía eólica de potencia >= a 1 MW.
- Extracción a cielo abierto de hulla, lignito u otros minerales.
- Extracción de hidrocarburos.

*«Uno de los beneficios asociados a la promoción y desarrollo de las energías renovables es sin duda la creación de empleo.»*

*«Las tecnologías de energías renovables son en general más intensivas en mano de obra que las tecnologías convencionales para una misma cantidad de energía generada.»*

- Instalaciones de oleoductos y gasoductos.
- Transporte aéreo de energía eléctrica de alta tensión igual o superior a 66 kV.

Supuestos sometidos a Informe Ambiental de acuerdo a la Ley 7/1994 de Protección Ambiental:

- Explotaciones mineras subterráneas.
- Coquerías.
- Transporte aéreo de energía eléctrica de alta tensión inferior a 66 kV.
- Instalaciones de energía hidroeléctrica.
- Instalaciones eólicas entre 300 kW y 1 MW.
- Refinerías de petróleo bruto, de gasificación o licuefacción < de 500 toneladas de carbón.
- Centrales térmicas e instalaciones de combustión inferiores a 300 MW.

## 9.7.- Empleo asociado al uso de las energías renovables

Uno de los beneficios asociados a la promoción y desarrollo de las energías renovables es sin duda la creación de empleo. En la mayoría de las ocasiones, los puestos de trabajo generados tienen carácter local, situados geográficamente en zonas rurales con elevado nivel de desempleo, lo que contribuye a la cohesión territorial y a un crecimiento equilibrado de las regiones.

En el documento titulado «The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth», englobado en el programa ALTENER y coordinado por ECOTEC Research and Consulting Limited, se afirma que «las tecnologías de energías renovables son en general más intensivas en mano de obra que las tecnologías convencionales para una misma cantidad de energía generada». Asimismo, según establece el Comité de las Regiones en su dictamen sobre el Libro Blanco (COM (97) 599 final), «a igual potencia instalada se crean hasta cinco veces más puestos de trabajo que en las tecnologías energéticas tradicionales».

Por otra parte, el mismo Libro Blanco deja constancia de la dificultad de prever con fiabilidad valores netos de creación de empleo como consecuencia de las inversiones en energías renovables, si bien afirma que se dispone de cifras aceptables para los sectores que han alcanzado un determinado nivel de desarrollo.

Los primeros resultados de un estudio específico para la medición del impacto de las energías renovables en el empleo aparecen reflejados en el ya mencionado documento «The Impact of Renewables on Employment and Economic Growth».

En el estudio se realizan estimaciones detalladas relativas al empleo neto utilizando el modelo SAFIRE de penetración en el mercado de las distintas tecnologías renovables en los países de la Unión Europea.

La metodología empleada permite estimar no sólo los empleos directos creados en la industria que se podrían denominar de las energías renovables, sino también aquellos creados en otras industrias o sectores económicos que las abastecen, las posibles pérdidas de empleo en los sectores energéticos tradicionales y el efecto de las importaciones y exportaciones de tecnologías renovables entre los países de la Unión.

Utilizando los factores que aparecen en dicho estudio, que relacionan los empleos directos con la inversión en instalaciones renovables y la producción de energía procedente de las mismas, se obtiene para el escenario de fomento de las energías renovables que establece el Plan Energético en el período 2001-2006 un crecimiento de 14.288 puestos de trabajo netos (no incluye termosolar), de los que 12.421 corresponden a labores de construcción e instalación y 1.867 a operación y mantenimiento.

En el período 2007-2010, los nuevos puestos de trabajo netos destinados a construcción e instalación ascienden a 9.428. En operación y mantenimiento se crean 1.884.

Por tanto, desde el año 2001 hasta el año 2010 se crearían un total de 25.600 empleos netos. Añadiendo a esta cifra una estimación del personal necesario para el desarrollo de plantas termosolares en Andalucía, se obtienen 26.244 nuevos puestos de trabajo.

La obtención de combustibles tales como cultivos energéticos y residuos agrícolas y forestales, que por otra parte son las tareas más intensivas en mano de obra, no se ha incluido en el análisis. Este valor podría situarse en el entorno de las 40.000 personas en el año 2010.

Con estas consideraciones, la cifra total de nuevos puestos de trabajo en el período 2001-2010 podría situarse en 66.244 personas.

Estos valores de creación de empleo deben tomarse con cautela y como una primera aproximación a los valores que se irán constatando a medida que la ejecución del Plan avance. La extrapolación de los coeficientes y resultados del proyecto ALTENER al período de vigencia y a la casuística del Plan Energético de Andalucía no resulta una tarea fácil.

Por otra parte, y según se cita en el Libro Blanco (COM (97) 599 final): «Energía para el Futuro: Fuentes de Energías Renovables», estudios sectoriales realizados por distintas asociaciones de energía eólica, solar y biomasa dentro del ámbito europeo, establecen cifras de empleo mucho más elevadas que las reflejadas en el estudio.

Por todo lo anterior se puede afirmar que si bien es cierto que resulta imposible extraer conclusiones definitivas o determinar el nivel probable de puestos de trabajo creados resultante de las inversiones en las diversas fuentes de energías renovables, es evidente que la adopción de medidas a favor de dichas fuentes de energía conducirá a un aumento importante de las oportunidades de empleo.

*«... se obtiene para el escenario de fomento de las energías renovables que establece el Plan Energético en el período 2003-2006 un crecimiento de 14.288 puestos de trabajo netos (no incluye termosolar), de los que 12.421 corresponden a labores de construcción e instalación y 1.867 a operación y mantenimiento.»*

*«...la cifra total de nuevos puestos de trabajo en el período 2001-2010 podría situarse en 66.244 personas.»*

P L **E** A N



# Investigación, desarrollo e innovación

# 10.- Investigación, desarrollo e innovación

## 10.1.- Introducción

Desde los orígenes de la Humanidad el sector energético está en continua evolución. En las últimas décadas el desarrollo de tecnologías de conversión de la energía primaria en energía final y útil procuran, cada vez más, la obtención de equipos eficientes, de bajos costes de operación y mantenimiento y altamente respetuosos con el medio ambiente.

Teniendo en cuenta que los recursos fósiles del Planeta son agotables y que el uso de estas fuentes de energía conlleva un elevado impacto ambiental, la sociedad actual demanda, cada vez con mayor insistencia, energías seguras, renovables, de bajo impacto ambiental y que permitan una alta eficiencia energética. Por ello, los países desarrollados están promulgando un número importante de leyes y directivas con normativas y propuestas encaminadas a conseguir los objetivos señalados, induciendo por tanto a los sectores de I+D a actuar en los caminos indicados por dicha legislación.

La puesta en marcha de actuaciones de investigación y desarrollo en el campo energético suponen una clara apuesta por el bienestar social y económico de Andalucía, en la que existe un importante potencial de I+D a través de:

- La red de Universidades, estructuradas por medio de Departamentos Temáticos.
- Diversos Centros de Investigación pertenecientes al Consejo Superior de Investigaciones Científicas.
- Los Centros de I+D pertenecientes a las empresas privadas radicadas en la región que operan en el sector energético o en otros conexos, fundamentalmente compañías suministradoras de productos energéticos e ingenierías.
- Diversas Direcciones Generales y Servicios de diferentes Consejerías con actuaciones notables en materia de I+D., como por ejemplo el Instituto Andaluz de Energías Renovables de la Consejería de Educación y Ciencia.
- El Centro Nacional de Técnica Aerospacial y la Plataforma Solar de Almería.
- Diversas asociaciones sin ánimo de lucro como el Centro de Nuevas Tecnologías Energéticas.

Asimismo, las actuaciones de I+D disponen para su desarrollo de diversos y valiosos instrumentos, tales como el III Plan Andaluz de Investigación (PAI), el Plan Director de Innovación y Desarrollo Tecnológico para Andalucía (PLADIT), el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica del Ministerio de Ciencia y Tecnología, Ministerio al que están adscritos diversos organismos como el Consejo Superior de Investigaciones Científicas – CSIC -, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas – CIEMAT - y el Instituto Nacional de Investigación y Tecnología Agraria y Alimentaria.

Por último deben destacarse diversos Programas Comunitarios como el V Programa Marco y el SAVE-ALTENER.

*«Teniendo en cuenta que los recursos fósiles del Planeta son agotables y que el uso de estas fuentes de energía conlleva un elevado impacto ambiental, la sociedad actual demanda, cada vez con mayor insistencia, energías seguras, renovables, de bajo impacto ambiental y que permitan una alta eficiencia energética.»*

*«...debe avanzarse igualmente en aspectos tales como la durabilidad, eficiencia, fiabilidad y nuevos materiales para sistemas solares térmicos, sobre todo en condiciones extremas de funcionamiento de los mismos.»*

## 10.2.- Objetivos

Los objetivos genéricos que deben cubrirse con los programas de Investigación, Desarrollo e Innovación apoyados en este documento son los siguientes:

- Obtención de un sistema energético eficiente.
- Un consumo energético más racional, que haga del ahorro una práctica continua.
- El aumento de la eficiencia energética.
- La minimización del impacto ambiental en todas las operaciones energéticas.
- La mejora en la seguridad del abastecimiento energético.
- La mejora en la calidad del suministro energético.
- La reducción de los costes asociados al uso de la energía.
- La mejora de la competitividad empresarial.

Asimismo, los diferentes programas de actuación en I+D+I deberán propiciar las siguientes acciones:

- El desarrollo de un mercado potencial capaz de captar y transferir la experiencia de la investigación desarrollada.
- La participación de los agentes regionales que puedan desarrollar comercialmente las tecnologías obtenidas y recoger el aprendizaje que su ejecución conlleve.
- La modularidad y replicabilidad de los proyectos.
- La viabilidad económica de las soluciones desarrolladas.
- El desarrollo de un plan de operación y mantenimiento que permita mantener operativa la instalación desarrollada y propicie un mayor valor añadido en la región como consecuencia de la realización de tales actividades.
- La definición de un plan de difusión de resultados.

## 10.3.- Campos prioritarios de actuación

A continuación se enumeran y comentan algunos de los campos de actuación que prioritariamente deberían de ser abordados en Andalucía en materia de I+D en el sector energético.

### Mejora del rendimiento energético de sistemas solares térmicos

Aunque en los últimos años se ha avanzado mucho en relación con el rendimiento energético global de las instalaciones solares térmicas, es conveniente seguir investigando en el desarrollo de nuevos captadores solares que permitan un mayor grado de penetración de la energía solar térmica a baja temperatura. Asimismo, el desarrollo de sistemas de acumulación más eficientes, que reduzca la estratificación térmica, o el desarrollo de sistemas solares de caudal variable que permitan una regulación de las velocidades de giro de las bombas, es de gran interés para la mejora energética de estos sistemas.

Por último, debe avanzarse igualmente en aspectos tales como la durabilidad, eficiencia, fiabilidad y nuevos materiales para estos sistemas, sobre todo en condiciones extremas de funcionamiento de los mismos.

### Desarrollo de equipos de absorción con energía solar

Es bien sabido las altas cotas de irradiación solar disponibles en Andalucía. Asimismo, se es consciente de que cuando mayor es la irradiación solar, mayores son las necesidades de producción de frío para combatir el calor.

De acuerdo con lo anterior, sería muy conveniente disponer de equipos que, utilizando como foco caliente la energía aportada por el sol, pudieran transformarla en frío.

Estos equipos, denominados de absorción, ya desarrollados a partir de energías residuales a alta temperatura, e incluso con energía solar, son todavía caros y están disponibles para altas potencias.

Sería por tanto oportuno establecer actuaciones de I+D en Andalucía, al objeto de conseguir equipos de absorción solar de bajo coste y de pequeño tamaño (pequeña potencia), ya que de esta forma multiplicaríamos enormemente el aprovechamiento de la energía solar, a la vez que se aportaría solución a las elevadas necesidades de producción de frío a pequeña escala destinados sobre todo a los hogares de la Comunidad Andaluza.

### Desarrollo de equipos de energía solar a media temperatura

El rango típico de aplicación de la energía solar térmica en lo que se denomina media temperatura se extiende entre los 90 °C y los 350 °C.

En este caso los captadores empleados son los denominados de concentración, disponiendo los mismos de dispositivos de reflexión o refracción utilizados para concentrar sobre una superficie mucho más pequeña la radiación solar incidente.

Una de las aplicaciones más directas de los equipos de producción de energía solar a media temperatura la constituyen los procesos de generación de energía térmica en la industria (agua caliente y vapor), en los que el 66% de esta energía se necesita a menos de 220 °C.

Asimismo, es posible emplear la técnica de concentración a media temperatura para generación de electricidad, habiéndose ensayado con buenos resultados los ciclos con cambio de fase como es el caso de ciclo Rankine. Por último, es conveniente señalar la posibilidad de desalinizar agua de mar utilizando plantas multiefecto.

En la actualidad no se disponen de equipos de estas características con la necesaria viabilidad económica, por lo que se detecta como interesante el trabajar en esta materia.

### Desarrollo de la energía solar a alta temperatura

Para aplicaciones solares a temperaturas por encima de los 350 °C, se recurre a tecnologías e concentración con seguimiento en dos ejes. En este caso, destacan los heliostatos en forma de paraboloides de revolución y los campos de heliostatos que concentran y reflejan la energía incidente a un receptor situado en la parte superior de una torre.

En la actualidad existen importantes iniciativas de empresas andaluzas y extranjeras que están analizando la viabilidad técnica y económica de tales proyectos, tanto solares puros como en plantas mixtas, mediante el empleo de una turbina de gas y una turbina de vapor que aproveche los gases efluentes de la pri-

*«Sería oportuno la incentivación de I+D en materia de equipos de absorción solar de bajo coste y de pequeño tamaño, propiciando un mayor aprovechamiento de la energía solar, y solución a las demandas de producción de frío a pequeña escala.»*

*«... existen importantes iniciativas en proyectos, tanto solares puros como en plantas mixtas, mediante el empleo de una turbina de gas y una turbina de vapor que aproveche los gases efluentes de la primera turbina y la energía procedente de una central solar de concentración a alta temperatura.»*

*«... se prevé un importante desarrollo de dispositivos fotovoltaicos conectados a red que incorpore inversores, equipamiento de medida fiables, reguladores de tensión en el caso de sistemas con acumulación, sistemas de regulación inteligente en los puntos de consumo, etc.»*

*«... las actuaciones en ahorro y eficiencia energética necesitan, en muchos casos, disponer de herramientas de cálculo y simulación apropiadas.»*

mera turbina y la energía procedente de una central solar de concentración a alta temperatura.

La escasa madurez de esta tecnología en nuestro país, así como las importantes perspectivas de algunas iniciativas de este tipo en nuestra región, hacen muy interesante llevar a cabo proyectos de I+D en este área, al objeto de poder disponer de una posición de privilegio en Andalucía en lo que respecta al desarrollo de gran parte de la tecnología y equipamiento a emplear, así como por la posibilidad de disponer de técnicos cualificados para operar y dirigir estos proyectos de gran futuro.

### Desarrollo de sistemas de conexión a red de instalaciones fotovoltaicas

En los próximos años, y como consecuencia de la normativa actualmente en vigor que regula las conexiones y la prima a la generación de este tipo de energía eléctrica, se prevé un importante desarrollo de dispositivos fotovoltaicos conectados a red que incorpore inversores, equipamiento de medida fiables, reguladores de tensión en el caso de sistemas con acumulación, sistemas de regulación inteligente en los puntos de consumo, etc.

Asimismo, la búsqueda de soluciones globales que incluyan una respuesta técnica adecuada, junto a una buena solución financiera que permita una rentabilidad razonable de tales proyectos, se presenta como una oportunidad interesante de desarrollo de actuaciones en el campo comentado.

### Desarrollo de software avanzado para el fomento de las energías renovables y en ahorro y eficiencia energética

En la actualidad no se dispone de datos fiables que permitan afirmar si las instalaciones solares aportan más o menos energía de la prevista inicialmente. Sin embargo, los resultados obtenidos de la telemonitorización de instalaciones y de los ensayos de equipos solares hacen indicar que las estimaciones energéticas realizadas por el método de cálculo habitualmente empleado por el sector, son normalmente inferiores a las prestaciones reales de las instalaciones.

Por estos motivos se hace necesario suministrar a los técnicos del sector herramientas válidas, contrastadas y de fácil utilización, que les permitan calcular tanto la demanda energética correspondiente como los aportes energéticos realizados por la instalación solar propuesta.

Asimismo, las actuaciones en ahorro y eficiencia energética necesitan, en muchos casos, disponer de herramientas de cálculo y simulación apropiadas.

La gran complejidad de los procesos energéticos que, por ejemplo, intervienen en el cálculo de la demanda de energía de un edificio, o de los múltiples sistemas que actualmente existen en el mercado para combatir la carga, hace necesaria la creación de potentes herramientas de cálculo que, a la vez, intenten compaginar esta potencia con la sencillez de manejo. Todo lo anterior, bajo la premisa de que dicha herramienta esté convenientemente validada.

Consecuencia de lo anterior es el amplio margen de trabajo que se abre con la calificación y certificación energética de viviendas y edificios, de los cuales te-

nemos afortunadamente herramientas iniciadas en nuestra región, pero que merece la pena que sean mejoradas y adaptadas a la realidad energética de Andalucía.

La necesidad de disponer también de herramienta de cálculo, separada o junto con las ya comentadas, al objeto de orientar energéticamente al profesional que diseña un edificio para integrar arquitectónicamente una instalación solar térmica o fotovoltaica, o para definir, de entre diferentes soluciones arquitectónicas la más adecuada energéticamente, junto con salida gráfica en tres dimensiones de los análisis efectuados, son otras actuaciones que se considera muy interesante desarrollar.

Asimismo se detecta la necesidad de incluir sistemas de control remoto de instalaciones de alumbrado público, asociados a sistemas de información geográfica que faciliten la visualización de tales acciones, así como la reducción de las labores de mantenimiento y control energético de tales procesos.

Igualmente, se detecta la necesidad de implementar sistemas inteligentes de gestión, incluir equipos para el control remoto y monitorización de sistemas renovables conectados a red o aislados, así como de instalaciones que puedan implicar ahorro energético como por ejemplo las de alumbrado público, asociados a sistemas de información geográfico que faciliten la visualización de tales acciones, así como la reducción de las labores de mantenimiento y control energético de tales procesos.

### Desarrollo de maquinaria y sistemas adecuados para la recogida de la biomasa

Si bien se puede observar que la mecanización agraria de productos para el consumo humano o industrial está muy desarrollada, en la actualidad se observa un escaso desarrollo de maquinaria y sistemas adecuados para recoger, tratar y transportar la biomasa desde su lugar de origen hasta una determinada planta de aprovechamiento energético.

Las causas de esta realidad hay que buscarla, principalmente, en que hasta fechas recientes no se ha planteado esta necesidad, pues estos residuos eran hasta ahora incinerados en medio del campo sin ningún beneficio económico ni energético, y sí con un coste y un impacto ambiental considerables. No parece razonable creer que con el elevado grado de mecanización agrícola existente sea difícil encontrar soluciones adecuadas para manipular los residuos de los cultivos agrícolas.

La previsible subida de la subvención al kWh generado con biomasa, induce a pensar que sería muy positivo empezar con actuaciones a gran escala en I+D+I de maquinaria agrícola capaz de recoger, picar, empacar y transportar biomasa a precios competitivos hasta la planta de generación, al objeto de tener todo el dispositivo preparado cuando tal eventualidad se produzca.

Asimismo, se detecta una importante necesidad de desarrollo y demostración en el sector agrícola de técnicas que fomenten una adecuada logística a la hora de recoger biomasa a costes competitivos, teniendo en cuenta por tanto todos los factores que en estos casos entran en juego: necesidad de disponer de la maquinaria adecuada para el picado y de camiones adaptados en número suficiente, coordinación de agricultores ofertantes de biomasa en tiempo y plazo adecuado, identificación de lugares de acopio de la biomasa, seguimiento en tiempo real de las diferentes actividades, etc.

*«... se detecta la necesidad de incluir sistemas de control remoto de instalaciones de alumbrado público, asociados a sistemas de información geográfica que faciliten la visualización de tales acciones, así como la reducción de las labores de mantenimiento y control energético de tales procesos.»*

*«... se detecta la necesidad de implementar sistemas inteligentes de gestión, incluir equipos para el control remoto y monitorización de sistemas renovables conectados a red o aislados, así como de instalaciones que puedan implicar ahorro energético...»*

*«... la tecnología de gasificación ofrece importantes posibilidades de desarrollo como forma de valorizar la biomasa a medio plazo...»*

### Desarrollo de técnicas adaptadas para cultivos energéticos

El empleo de cultivos energéticos como fuente de generación de electricidad y biocarburantes es una de las actuaciones a las que más atención se presta en lo referente al aporte de la biomasa en el futuro.

Más allá de algunas actuaciones puntuales de I+D en el sector de los cultivos energéticos, en la actualidad, no existe ninguna aplicación empresarial de técnicas de cultivo energéticos ni en nuestra región ni en España.

No existen estudios suficientes, que permitan identificar la variedad o variedades más adaptadas a cada zona de Andalucía, ni se están desarrollando líneas de mejora varietal con criterios bioenergéticos. Esto dificulta la previsión sobre el desarrollo, a medio o largo plazo, de estos cultivos y de los proyectos industriales necesarios para su aprovechamiento.

Es preciso por tanto establecer un Plan de trabajo que sea capaz de despejar todas las incertidumbres existentes, así como para desarrollar la maquinaria y técnicas adecuadas que posibiliten la rentabilidad de tales proyectos.

### Fomento de la gasificación de biomasa

Excluyendo en este caso la obtención de biogás a partir de biomasa biodegradable, la gasificación de la biomasa consiste, en esencia, en obtener un compuesto energético en forma gaseosa a partir de biomasa sólida.

Desde el punto de vista energético, la gasificación de la biomasa presenta una serie de ventajas de cara al empleo de la corriente gaseosa, pues:

- Existen mayores posibilidades de rentabilizar y modularizar el proceso, al poder emplear motores de reducida potencia alimentados con gas, en vez de turbinas de vapor, poco rentables a baja potencia.
- Al reducirse el tamaño de la planta, se necesita menos cantidad de biomasa y por tanto se reduce la operativa necesaria para su acopio y consecuentemente de los costes que lleva aparejado.
- Es más fácil homogeneizar el combustible sólido empleado.
- Permite una generación más distribuida de la energía generada.
- Es más fácil aprovechar los efluentes térmicos en forma de calor para utilizarlos en procesos productivos mediante cogeneración.

Por todo lo anterior se vislumbra que la tecnología de gasificación ofrece importantes posibilidades de desarrollo como forma de valorizar la biomasa a medio plazo, por lo que debería ser motivo de atención de cara a desarrollar proyectos de I+D para la gasificación de biomasas autóctonas (poda del olivo, residuos forestales, residuos del cultivo del algodón), así como proyectos de demostración en los que se pueda demostrar una alta disponibilidad de dicha generación.

### Fomento de la biometanización

La generación de biogás a partir de residuos biodegradables (fangos de depuradoras, orujos de aceituna, fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, efluentes líquidos de azucareras, residuos y subproductos ganaderos, etc.) es una práctica cada día más extendida de producción de electricidad a partir de dicho biogás.

En este caso es preciso optimizar las operaciones y condiciones de obtención de dicho biogás para cada una de los residuos biodegradables que pueden ser utilizados.

Se propone por tanto realizar experiencias que optimicen la producción del biogás, analizando aspectos tales como:

- El rendimiento de producción de biogás (Nm3 de biogás/t de residuo).
- La producción de bacterias adecuadas para cada residuo.
- El tiempo de residencia del proceso metanogénico.
- El rango de temperaturas de operación.
- Tratamientos del biogás: limpieza, secado, etc.
- Utilización de biogás para generación de energía térmica: uso en conjunto con el gas natural.

### Desarrollo de equipos eficientes de generación de energía térmica a partir de biomasa

En la actualidad las prestaciones de los equipos de generación de energía térmica a partir de biomasa (rendimiento energético, niveles de emisión –partículas-, cenizas generadas, etc.) pueden ser mejoradas con un adecuado diseño. Sobre todo los de menor potencia.

Las posibilidades de empleo de la biomasa para usos térmicos son elevadas, pudiéndose indicar al respecto las siguientes:

- Calentamiento de agua para calefacción en colegios y otros edificios.
- Calentamiento del agua de piscinas.
- Generación de vapor en calderas industriales (orujeras, refinerías de aceites, mataderos, etc.).
- Generación de aire caliente en secaderos (alfalfa, semillas, orujo).
- Generación de calor en hornos (de pan, de ladrillos).
- Calefacción de viviendas.

Con tecnologías adecuadas de transformación energética, el coste de operación de los equipos que emplean biomasa es muy inferior al coste de los que emplean combustibles fósiles como el gasóleo de calefacción, el gas natural o los gases licuados del petróleo, ya que los precios por unidad de energía (pta./termia) de estos últimos pueden llegar a ser cuatro veces superiores a los de la biomasa térmica.

Con la puesta en marcha del programa PROBIOMASA se estima que habrá un considerable incremento de estas demandas térmicas de la biomasa, por lo que se abre una importante posibilidad en la fabricación de equipos eficientes, fiables y de bajo impacto ambiental que empleen biomasa como combustible.

### Fomento de pilas de combustible

A medio plazo se vislumbra un auge importante en la utilización de las pilas de combustible.

*«Con la puesta en marcha del programa PROBIOMASA se estima que habrá un considerable incremento de estas demandas térmicas de la biomasa, por lo que se abre una importante posibilidad en la fabricación de equipos eficientes, fiables y de bajo impacto ambiental que empleen biomasa como combustible.»*

*«A medio plazo se vislumbra un auge importante en la utilización de las pilas de combustible.»*

*«El fomento de actuaciones de I+D+I en electrodomésticos inteligentes, el empleo de técnicas de calentamiento del agua con energía térmica, el desarrollo y fomento de pilas de combustible para uso doméstico, así como el empleo masivo de sistemas mixtos entre energías convencionales y renovables, son líneas consideradas por el Plan.»*

*«El Plan Andaluz de Investigación (PAI) es el instrumento de coordinación de la política científica y de las líneas de investigación que se desarrollan en la Comunidad Autónoma.»*

Las pilas de combustible pueden generar electricidad sin combustión a través de un proceso electroquímico. Algunas de las ventajas de las pilas de combustible son las siguientes:

- Alta eficiencia de conversión.
- Diseño modular.
- Muy baja contaminación química y acústica.
- Alta flexibilidad de operación y posibilidad de utilizar un rango amplio de combustibles.
- Costes de operación reducidos.

Las aplicaciones de las pilas de combustible son muy amplias, aunque pueden destacarse dos: generación de electricidad y aplicaciones en automoción.

Teniendo en cuenta lo antes reseñado se propone impulsar mediante los correspondientes planes de I+D+I actuaciones de esta tecnología en Andalucía en los próximos años.

### Desarrollo y demostración de tecnologías de producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno

El desarrollo de las pilas de combustible, tanto para la generación eléctrica como la automoción, va a generar a medio plazo la necesidad de disponer de puntos de generación de hidrógeno mediante diferentes tecnologías.

Asimismo será necesario disponer de los conocimientos necesarios para manipular y distribuir este combustible en todos los puntos en que sea necesario.

Para ello que se deberá adquirir la necesaria formación en Andalucía en todos los campos relacionados, tanto en la planificación como en el diseño de instalaciones y sistemas. Por tanto, lo mismo que en el apartado anterior, se propone impulsar los correspondientes Planes de I+D+I.

### Desarrollo de tecnologías y sistemas relacionados con el ahorro y la eficiencia energética y el fomento de las energías renovables en el sector doméstico

En el sector doméstico existe en la actualidad un elevado margen de ahorro energético, así como una elevada posibilidad de introducir actuaciones que supongan un mayor empleo de las energías renovables.

El fomento de actuaciones de I+D+I en electrodomésticos inteligentes, todavía con amplio margen de penetración y mejora de sus posibilidades de ahorro energético, el empleo de técnicas de calentamiento del agua de electrodomésticos con energía térmica directa, el desarrollo y fomento de pilas de combustible para uso doméstico, así como el empleo masivo de sistemas mixtos entre energías convencionales (gas natural) y energías renovables (energía solar), son actuaciones que deben ser analizadas y fomentadas en el marco del presente Plan.

## 10.4.- Instrumento de gestión: el CIT-Energía

El Plan Andaluz de Investigación (PAI) es el instrumento de coordinación de la política científica y de las líneas de investigación que se desarrollan en la Comunidad Autónoma.

En este marco de actuación habrán de inscribirse las líneas específicas propuestas por el Plan Director de Innovación y Desarrollo Tecnológico para An-

dalucía (PLADIT), dentro del cual se prevé la creación del Centro Andaluz de Servicios Tecnológicos Aplicados (CASTA) como órgano coordinador de la política tecnológica, y en el que se apuesta por la constitución de un Centro de Innovación y Tecnología (CIT) en el área de energía (CIT-ENERGÍA), al objeto de coordinar y desarrollar las áreas de trabajo definidas anteriormente.

El CIT-ENERGÍA formará parte de uno de los instrumentos del PLADIT denominado Red Andaluza de Servicios de Innovación y Tecnología (RAITEC), que concentrará toda la oferta de nuevas tecnologías de la comunidad y propiciará el intercambio y la transferencia de información y comunicación.

El CIT-ENERGÍA deberá aglutinar las iniciativas del sector privado interesadas, entre otras, en las materias especificadas, y contará con el apoyo público necesario para su desarrollo mediante el acceso de este CIT a las convocatorias de apoyo establecidas por los organismos públicos implicados, entre los que se encontrará la Junta de Andalucía, y los agentes económicos y sociales que han impulsado la redacción del presente Plan

*«En este marco de actuación habrán de inscribirse las líneas específicas propuestas por el Plan Director de Innovación y Desarrollo Tecnológico para Andalucía (PLADIT)»*

P L E A N



# Marco financiero

## 11.- Marco financiero

Para que un Plan Energético pueda cumplir los objetivos marcados en cada una de las actuaciones previstas, es necesario especificar, no sólo las necesidades económicas globales para conseguir dichos objetivos, sino también el desglose de los mismos en su origen y en su destino. Sólo de esta forma podremos analizar convenientemente la intensidad inversora de cada uno de los actores involucrados, la suficiencia de los mismos, así como la eficacia (capacidad de los recursos empleados para conseguir un objetivo) y la eficiencia (cantidad de recursos necesarios para conseguir un objetivo) de los fondos asignados.

Asimismo, el conocimiento del origen y el destino de tales fondos por anualidades, permitirá realizar el seguimiento del Plan, facilitando, si procede, la asignación de nuevos recursos para cumplir los objetivos.

En el caso que nos ocupa, tienen dos orígenes bien definidos: el sector privado y el sector público.

Las inversiones previstas por el sector privado son básicas a la hora de cumplir los objetivos que definen la infraestructura energética del Plan, por lo que estas cantidades han sido demandadas al sector y consensuadas con el mismo. El sector privado es fundamental a la hora de acometer muchas de las actividades previstas en el Plan, y en algunas de ellas, como la que concierne a la infraestructura eléctrica o gasista es en muchos casos la única fuente de financiación.

El sector público tendrá más presencia en aquellos programas en los que se requiera un apoyo más explícito para su cumplimiento. Nos referimos a la ejecución de actuaciones en fomento de las energías renovables y en las que conciernen al ahorro y la eficiencia energética. Asimismo, el sector público podrá apoyar algunas actuaciones de infraestructura energética cuando, por razones de interés general, se requiera de dicho apoyo para culminar un objetivo.

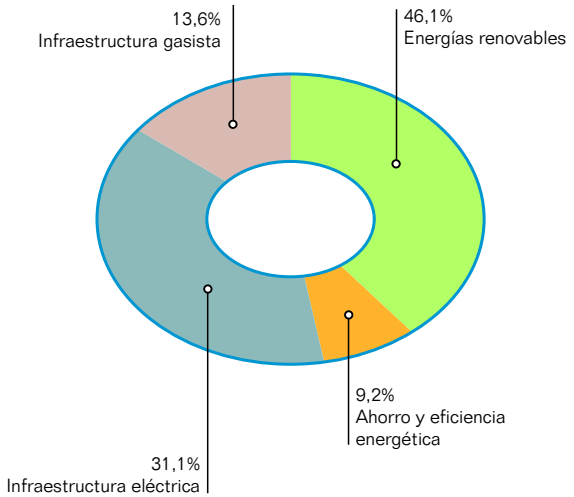
Es el caso, por ejemplo, de la extensión de la red eléctrica o gasista hasta zonas en las que, por interés social o para fomentar el desarrollo de dicha zona, se precisa el apoyo público cuando la iniciativa privada no puede justificar dicha inversión por falta de rentabilidad económica. En cualquier caso, dado que los fondos públicos son escasos y deben aplicarse a operaciones en las que se justifique claramente el interés social, deberá evitarse destinarlos a casos en los que la iniciativa privada, en libre competencia, pueda actuar.

En lo que respecta al destino de las inversiones, es también necesario que el capítulo que nos ocupa defina claramente cuáles son las cantidades destinadas a cada una de las actuaciones previstas, justificando convenientemente el porqué de dichas partidas, conociendo en cada caso que proporción de fondos públicos y privados requiere, e identificando en cualquier caso el origen de las mismas.

De acuerdo con lo anterior, el capítulo correspondiente al marco financiero definirá, en primer lugar, la cuantía de las inversiones derivadas del PLEAN, identificando por capítulos y apartados dichas cantidades. A continuación se desglosarán dichas partidas en función de su origen: público y privado, justificando las necesidades de apoyo público de cada una de ellas. Por último se especificará el aporte de la Junta de Andalucía, indicando asimismo las necesidades de apoyo de otras administraciones.

*«El sector privado es fundamental a la hora de acometer muchas de las actividades previstas en el Plan, y en algunas de ellas, como la que concierne a la infraestructura eléctrica o gasista, es en muchos casos la única fuente de financiación.»*

*«El sector público tendrá más presencia en aquellos programas en los que se requiera un apoyo más explícito para su cumplimiento. Nos referimos a la ejecución de actuaciones en fomento de las energías renovables y en las que conciernen al ahorro y la eficiencia energética.»*




Total: 6.012,68 MEUR (1.000.426 Mptas)

## 11.1.- Inversión global prevista en el PLEAN 2003-2006

La inversión global necesaria para la consecución de los objetivos previstos en el Plan asciende a 1.000.426 Mpta. (6.012,68 millones de euros).

Las inversiones movilizadas por el Plan Energético se han dividido en cuatro grandes áreas, coincidentes con los capítulos correspondientes al fomento de las energías renovables, al ahorro y la eficiencia energética, a las infraestructuras eléctricas y a las infraestructuras gasistas.

En el siguiente gráfico se muestra la participación de cada uno de estos capítulos en la inversión total dentro del período de vigencia del PLEAN.



Inversiones globales del Plan Energético de Andalucía 2003-2006

Como puede observarse, el mayor porcentaje es aportado por las actuaciones tendentes al aprovechamiento de recursos renovables, con el 46,1%, lo que supone una inversión de 2.769,44 millones de euros (460.796 Mptas). Le sigue el desarrollo de la infraestructura eléctrica, tanto generación como transporte, que aglutina 1.867,78 millones de euros (310.773 Mptas), lo que representa un 31,1% del total.

Las nuevas infraestructuras gasistas, tanto de transporte como de distribución supondrán una inversión de 819,72 millones de euros (136.390 Mptas), lo que supone una participación del 13,6%. La inversión destinada al ahorro y la eficiencia energética alcanza los 555,74 millones de euros (92.467 Mptas), un 9,2% del total.

En la tabla adjunta aparecen desglosadas estas inversiones según áreas de destino.

### Inversiones totales 2001-2006

| | Millones de euros | Millones de pesetas |
|---|---|---|
| **Energías renovables** | **2.769,44** | **460.796** |
| (1) Solar térmica | 126,09 | 20.979 |
| (1) Solar fotovoltaica aislada y eólica aislada | 39,32 | 6.542 |
| (1) Solar fotovoltaica conectada | 15,55 | 2.588 |
| (2) Termosolar | 289,20 | 48.119 |
| (3) Eólica conectada | 2.034,03 | 338.434 |
| (3) Minihidráulica ( <10 MW) | 15,79 | 2.627 |
| (3) Hidráulica (entre 10 MW y 50 MW) | 8,24 | 1.371 |
| (3) Biomasa generación eléctrica | 152,82 | 25.427 |
| (4) Biomasa generación térmica | 47,84 | 7.959 |
| (3) Biocarburantes | 40,57 | 6.750 |
| **Ahorro y eficiencia energética** | **555,74** | **92.467** |
| (3) Cogeneración | 197,85 | 32.920 |
| (5) Ahorros sectoriales | 357,88 | 59.547 |
| **Infraestructura eléctrica** | **1.867,78** | **310.773** |
| (6) Generación | 1.487,50 | 247.500 |
| (6) Transporte | 380,28 | 63.273 |
| **Infraestructura gasista** | **819,72** | **136.390** |
| (6) Transporte | 599,03 | 99.671 |
| (6) Distribución | 220,69 | 36.719 |
| **TOTAL** | **6.012,68** | **1.000.426** |

(1) Datos recogidos de las estimaciones del programa PROSOL.
(2) Datos estimados de los estudios de viabilidad realizados.
(3) Datos obtenidos del sector, corregidos con la previsión de evolución temporal de los mismos.
(4) Datos recogidos de las estimaciones realizadas por el programa PROBIOMASA (en definición).
(5) Datos medios obtenidos de las inversiones necesarias para ahorrar un tep de energía primaria.
(6) Datos medios obtenidos del análisis de las inversiones previstas por las empresas del sector, así como de datos medios de otros proyectos análogos ya realizados.

En las tablas que se muestran a continuación se detallan las inversiones totales anuales movilizadas por el PLEAN en fomento de energías renovables y cogeneración.

**Inversión total necesaria (Millones de pesetas)**

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | Total 2001-2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| E. S. térmica unifamiliar y colectiva | 2.565 | 2.778 | 3.083 | 3.512 | 4.108 | 4.933 | 20.979 |
| E. S. fotovoltaica y eólica aislada | 1.780 | 1.269 | 1.018 | 885 | 814 | 776 | 6.542 |
| E. S. fotovoltaica conectada | 141 | 225 | 332 | 462 | 619 | 809 | 2.588 |
| Termosolar | 0 | 1.799 | 4.609 | 12.295 | 14.541 | 14.875 | 48.119 |
| E. eólica conectada | 3.362 | 21.609 | 95.303 | 99.545 | 69.149 | 49.466 | 338.434 |
| E. hidráulica <=10MW | 263 | 312 | 320 | 611 | 541 | 580 | 2.627 |
| E. hidráulica 10-50 MW | 197 | 223 | 229 | 235 | 241 | 246 | 1.371 |
| Biomasa G. Eléctrica | 1.658 | 4.655 | 4.573 | 4.715 | 4.850 | 4.976 | 25.427 |
| Biomasa térmica doméstica | 0 | 1.185 | 1.333 | 1.529 | 1.792 | 2.122 | 7.959 |
| Biomasa térmica industrial | | | | | 0 | | |
| Biocarburantes | 0 | 0 | 0 | 1500 | 2250 | 3000 | 6.750 |
| Cogeneración | 4.308 | 4.411 | 4.752 | 4.942 | 7.905 | 6.602 | 32.920 |
| TOTAL | 14.273 | 38.465 | 115.551 | 130.231 | 106.810 | 88.385 | 493.716 |

**Inversión total necesaria (Millones de euros)**

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | Total 2001-2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| E. S. térmica unifamiliar y colectiva | 15.41 | 16.69 | 18.53 | 21.11 | 24.69 | 29.64 | 126.09 |
| E. S. fotovoltaica y eólica aislada | 10.7 | 7.63 | 6.12 | 5.32 | 4.89 | 4.66 | 39.32 |
| E. S. fotovoltaica conectada | .85 | 1.35 | 2. | 2.78 | 3.72 | 4.86 | 15.55 |
| Termosolar | . | 10.81 | 27.7 | 73.89 | 87.39 | 89.4 | 289.2 |
| E. eólica conectada | 20.21 | 129.87 | 572.78 | 598.28 | 415.59 | 297.29 | 2034.03 |
| E. hidráulica <=10MW | 1.58 | 1.88 | 1.92 | 3.67 | 3.25 | 3.49 | 15.79 |
| E. hidráulica 10-50 MW | 1.18 | 1.34 | 1.38 | 1.41 | 1.45 | 1.48 | 8.24 |
| Biomasa G. Eléctrica | 9.96 | 27.97 | 27.48 | 28.34 | 29.15 | 29.91 | 152.82 |
| Biomasa térmica doméstica | . | 7.12 | 8.01 | 9.19 | 10.77 | 12.75 | 47.84 |
| Biomasa térmica industrial | | | | | | | |
| Biocarburantes | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 9.02 | 13.52 | 18.03 | 40.57 |
| Cogeneración | 25.89 | 26.51 | 28.56 | 29.70 | 47.51 | 39.68 | 197.85 |
| TOTAL | 85.79 | 231.18 | 694.48 | 782.71 | 641.94 | 531.21 | 2967.29 |

## 11.2.- Desglose de inversiones según su origen. Ayudas públicas requeridas por el PLEAN 2003-2006

En la tabla siguiente se indica, para los capítulos correspondientes a fomento de las energías renovables y ahorro y eficiencia energética, las necesidades de apoyo público y privado para cada tecnología o actuación.

**En millones de pesetas**

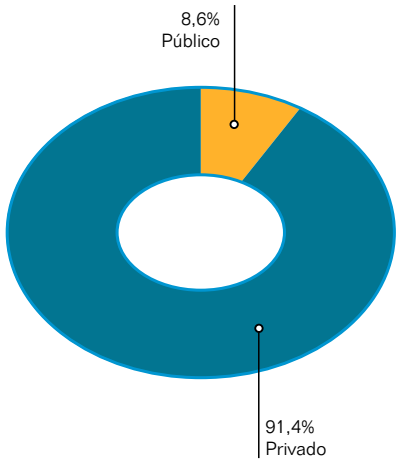
| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | TOTAL | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA** | | | | | | | | |
| Público | 1.998 | 2.123 | 2.071 | 2.086 | 1.730 | 1.900 | 11.909 | 20.0 |
| Privado | 7.994 | 8.492 | 8.285 | 8.346 | 6.919 | 7.601 | 47.637 | 80.0 |
| TOTAL | 9.992 | 10.615 | 10.357 | 10.432 | 8.649 | 9.501 | 59.547 | 100.0 |
| **COGENERACIÓN** | | | | | | | | |
| Público | 862 | 882 | 950 | 988 | 1.581 | 1.320 | 6.584 | 20 |
| Privado | 3.446 | 3.529 | 3.802 | 3.954 | 6.324 | 5.282 | 26.336 | 80 |
| TOTAL | 4.308 | 4.411 | 4.752 | 4.942 | 7.905 | 6.602 | 32.920 | 100 |
| **EOLICA CONECTADA** | | | | | | | | |
| Público | 8 | 52 | 229 | 239 | 166 | 119 | 812 | 0.2 |
| Privado | 3.354 | 21.557 | 95.074 | 99.307 | 68.983 | 49.347 | 337.622 | 99.8 |
| TOTAL | 3.362 | 21.609 | 95.303 | 99.545 | 69.149 | 49.466 | 338.434 | 100 |
| **HIDRÁULICA <10 MW** | | | | | | | | |
| Público | 53 | 62 | 64 | 122 | 108 | 116 | 525 | 20 |
| Privado | 210 | 250 | 256 | 489 | 433 | 464 | 2.102 | 80 |
| TOTAL | 263 | 312 | 320 | 611 | 541 | 580 | 2.627 | 100 |
| **HIDRÁULICA >10 MW** | | | | | | | | |
| Público | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Privado | 197 | 223 | 229 | 235 | 241 | 246 | 1.371 | 100 |
| TOTAL | 197 | 223 | 229 | 235 | 241 | 246 | 1.371 | 100 |
| **BIOMASA ELÉCTRICA** | | | | | | | | |
| Público | 332 | 931 | 915 | 943 | 970 | 995 | 5.085 | 20 |
| Privado | 1.326 | 3.724 | 3.658 | 3.772 | 3.880 | 3.981 | 20.342 | 80 |
| TOTAL | 1.658 | 4.655 | 4.573 | 4.715 | 4.850 | 4.976 | 25.427 | 100 |
| **BIOCARBURANTES** | | | | | | | | |
| Público | 0 | 0 | 0 | 375 | 563 | 750 | 1.688 | 25 |
| Privado | 0 | 0 | 0 | 1.125 | 1.688 | 2.250 | 5.063 | 75 |
| TOTAL | 0 | 0 | 0 | 1.500 | 2.250 | 3.000 | 6.750 | 100 |

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | TOTAL | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TERMOSOLAR** | | | | | | | | |
| Público | 0 | 278 | 712 | 1.898 | 2.245 | 2.297 | 7.430 | 15.4 |
| Privado | 0 | 1.521 | 3.897 | 10.396 | 12.296 | 12.579 | 40.689 | 84.6 |
| TOTAL | 0 | 1.799 | 4.609 | 12.295 | 14.541 | 14.875 | 48.119 | 100 |
| **SOLAR TÉRMICA** | | | | | | | | |
| Público | 961 | 1.021 | 1.102 | 1.206 | 1.333 | 1.476 | 7.099 | 33.8 |
| Privado | 1.604 | 1.757 | 1.981 | 2.306 | 2.775 | 3.457 | 13.880 | 66.2 |
| TOTAL | 2.565 | 2.778 | 3.083 | 3.512 | 4.108 | 4.933 | 20.979 | 100 |
| **SOLAR FOT. AISL. Y EÓLICA AISL.** | | | | | | | | |
| Público | 611 | 369 | 249 | 183 | 146 | 124 | 1.682 | 25.7 |
| Privado | 1.169 | 900 | 769 | 702 | 668 | 652 | 4.860 | 74.3 |
| TOTAL | 1.780 | 1.269 | 1.018 | 885 | 814 | 776 | 6.542 | 100 |
| **SOLAR FOT. CONECTADA** | | | | | | | | |
| Público | 76 | 94 | 114 | 132 | 148 | 169 | 733 | 28.3 |
| Privado | 65 | 131 | 218 | 330 | 471 | 640 | 1.855 | 71.7 |
| TOTAL | 141 | 225 | 332 | 462 | 619 | 809 | 2.588 | 100 |
| **BIOMASA TÉRMICA** | | | | | | | | |
| Público | 0 | 630 | 680 | 745 | 835 | 955 | 3.845 | 48.3 |
| Privado | 0 | 555 | 653 | 784 | 957 | 1.167 | 4.116 | 51.7 |
| TOTAL | 0 | 1.185 | 1.333 | 1.529 | 1.792 | 2.122 | 7.961 | 100 |
| **TOTAL** | | | | | | | | |
| Público | 4.900 | 6.442 | 7.086 | 8.918 | 9.824 | 10.221 | 47.392 | 8.6 |
| Privado | 19.366 | 42.638 | 118.823 | 131.745 | 105.634 | 87.665 | 505.872 | 91.4 |
| TOTAL | 24.266 | 49.080 | 125.909 | 140.664 | 115.458 | 97.886 | 553.264 | 100.0 |
| **TOTAL PÚBLICO** | | | | | | | | |
| AHORRO | 2.860 | 3.005 | 3.022 | 3.075 | 3.311 | 3.221 | 18.493 | |
| EN. REN | 2.040 | 3.437 | 4.064 | 5.843 | 6.514 | 7.001 | 28.899 | |

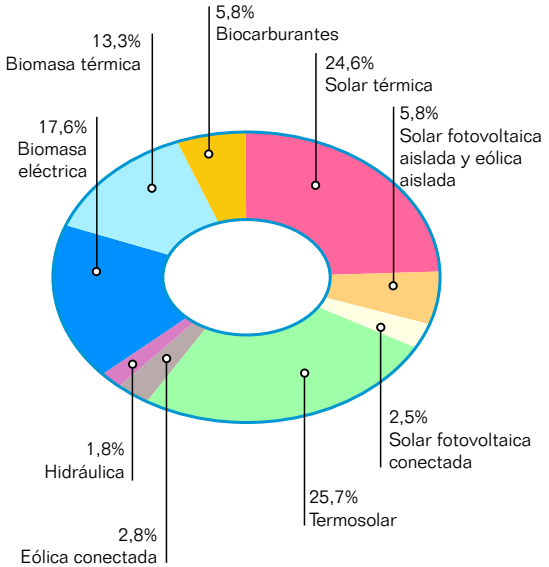
**En millones de euros**

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | TOTAL | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA** | | | | | | | | |
| Público | 12,01 | 12,76 | 12,45 | 12,54 | 10,40 | 11,42 | 71,58 | 20.0 |
| Privado | 48,04 | 51,04 | 49,80 | 50,16 | 41,58 | 45,68 | 286,31 | 80.0 |
| TOTAL | 60,05 | 63,79 | 62,25 | 62,70 | 51,98 | 57,10 | 357,88 | 100.0 |
| **COGENERACIÓN** | | | | | | | | |
| Público | 5.18 | 5.30 | 5.71 | 5.94 | 9.50 | 7.94 | 39.57 | 20.0 |
| Privado | 20.71 | 21.21 | 22.85 | 23.76 | 38.01 | 31.74 | 158.28 | 80.0 |
| TOTAL | 25.89 | 26.51 | 28.56 | 29.70 | 47.51 | 39.68 | 197.85 | 100.0 |
| **EOLICA CONECTADA** | | | | | | | | |
| Público | 0.05 | 0.31 | 1.37 | 1.44 | 1.00 | 0.71 | 4.88 | 0.2 |
| Privado | 20.16 | 129.56 | 571.41 | 596.84 | 414.60 | 296.58 | 2029.15 | 99.8 |
| TOTAL | 20.21 | 129.87 | 572.78 | 598.28 | 415.59 | 297.29 | 2034.03 | 100.0 |
| **HIDRÁULICA <10 MW** | | | | | | | | |
| Público | 0.32 | 0.38 | 0.38 | 0.73 | 0.65 | 0.70 | 3.16 | 20.0 |
| Privado | 1.26 | 1.50 | 1.54 | 2.94 | 2.60 | 2.79 | 12.63 | 80.0 |
| TOTAL | 1.58 | 1.88 | 1.92 | 3.67 | 3.25 | 3.49 | 15.79 | 100.0 |
| **HIDRÁULICA >10 MW** | | | | | | | | |
| Público | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.0 |
| Privado | 1.18 | 1.34 | 1.38 | 1.41 | 1.45 | 1.48 | 8.24 | 100.0 |
| TOTAL | 1.18 | 1.34 | 1.38 | 1.41 | 1.45 | 1.48 | 8.24 | 100.0 |
| **BIOMASA ELÉCTRICA** | | | | | | | | |
| Público | 1.99 | 5.60 | 5.50 | 5.67 | 5.83 | 5.98 | 30.56 | 20.0 |
| Privado | 7.97 | 22.38 | 21.99 | 22.67 | 23.32 | 23.93 | 122.26 | 80.0 |
| TOTAL | 9.96 | 27.98 | 27.48 | 28.34 | 29.15 | 29.91 | 152.82 | 100.0 |
| **BIOCARBURANTES** | | | | | | | | |
| Público | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 2.25 | 3.38 | 4.51 | 10.14 | 25.0 |
| Privado | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 6.76 | 10.14 | 13.52 | 30.43 | 75.0 |
| TOTAL | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 9.02 | 13.52 | 18.03 | 40.57 | 100.0 |

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | TOTAL | % |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **TERMOSOLAR** | | | | | | | | |
| Público | 0.00 | 1.67 | 4.28 | 11.41 | 13.49 | 13.80 | 44.65 | 15.4 |
| Privado | 0.00 | 9.14 | 23.42 | 62.48 | 73.90 | 75.60 | 244.55 | 84.6 |
| TOTAL | 0.00 | 10.81 | 27.70 | 73.89 | 87.39 | 89.40 | 289.20 | 100.0 |
| **SOLAR TÉRMICA** | | | | | | | | |
| Público | 5.78 | 6.14 | 6.62 | 7.25 | 8.01 | 8.87 | 42.67 | 33.8 |
| Privado | 9.64 | 10.56 | 11.91 | 13.86 | 16.68 | 20.78 | 83.42 | 66.2 |
| TOTAL | 15.42 | 16.70 | 18.53 | 21.11 | 24.69 | 29.65 | 126.09 | 100.0 |
| **SOLAR FOT. AISLADA Y EÓLICA AISLADA** | | | | | | | | |
| Público | 3.67 | 2.22 | 1.50 | 1.10 | 0.88 | 0.75 | 10.11 | 25.7 |
| Privado | 7.03 | 5.41 | 4.62 | 4.22 | 4.01 | 3.92 | 29.21 | 74.3 |
| TOTAL | 10.70 | 7.63 | 6.12 | 5.32 | 4.89 | 4.66 | 39.32 | 100.0 |
| **SOLAR FOT. CONECTADA** | | | | | | | | |
| Público | 0.46 | 0.56 | 0.69 | 0.79 | 0.89 | 1.02 | 4.41 | 28.3 |
| Privado | 0.39 | 0.79 | 1.31 | 1.98 | 2.83 | 3.85 | 11.15 | 71.7 |
| TOTAL | 0.85 | 1.35 | 2.00 | 2.78 | 3.72 | 4.86 | 15.55 | 100.0 |
| **BIOMASA TÉRMICA** | | | | | | | | |
| Público | 0.00 | 3.79 | 4.09 | 4.48 | 5.02 | 5.74 | 23.11 | 48.3 |
| Privado | 0.00 | 3.34 | 3.92 | 4.71 | 5.75 | 7.01 | 24.74 | 51.7 |
| TOTAL | 0.00 | 7.12 | 8.01 | 9.19 | 10.77 | 12.75 | 47.85 | 100.0 |
| **TOTAL** | | | | | | | | |
| Público | 29,45 | 38,72 | 42,59 | 53,60 | 59,05 | 61,43 | 284,83 | 8,6 |
| Privado | 116,39 | 256,26 | 714,14 | 791,80 | 634,87 | 526,88 | 3040,35 | 91,4 |
| TOTAL | 145,84 | 294,98 | 756,73 | 845,40 | 693,92 | 588,31 | 3325,19 | 100,0 |
| **TOTAL PÚBLICO** | | | | | | | | |
| AHORRO | 17,19 | 18,06 | 18,16 | 18,48 | 19,90 | 19,36 | 111,15 | |
| EN. REN | 12,26 | 20,66 | 24,42 | 35,12 | 39,15 | 42,07 | 173,69 | |




Total: 3.325,19 MEUR (553.264 Mptas)




Total: 173,69 MEUR (28.899 Mptas)

El análisis efectuado para discernir qué apoyo público es el que se necesita en cada caso para obtener el objetivo, ha sido, fundamentalmente, garantizar que, con la ayuda prevista, se cumplen los ratios medios de rentabilidad para el sector privado que opera en cada caso. Es decir, se ha especificado el apoyo público preciso para hacer viable económicamente la consecución de los parámetros establecidos.

En el caso de la infraestructura eléctrica y gasista, los aportes públicos considerados se han establecido en función del interés social que pueda tener en algunos casos el desarrollo de dicha infraestructura. Asimismo, el apoyo público para instalaciones eólicas conectadas a red se considera sólo en aquellos casos en los que sea de interés fomentar ésta tecnología cuando el recurso eólico es escaso.

Como puede observarse, del aporte económico total requerido para los capítulos de fomento de las energías renovables y ahorro y eficiencia energética, 553.264 Mpta (3.325,19 millones de euros), se estima una necesidad de apoyo público cifrada en 47.392 Mpta (284,83 millones de euros), lo cual representa el 8,6% del total.

Inversión pública y privada en energías renovables y ahorro y eficiencia energética

En ahorro y eficiencia energética el apoyo público necesario para conseguir los objetivos asciende a 18.493 Mpta (111,15 millones de euros), lo que supone el 20% del total. En el caso de las energías renovables el apoyo público requerido asciende a 28.899 Mpta (173,69 millones de euros), lo que representa 6,3% de la inversión total en este capítulo. Es necesario hacer constar, que la partida de energías renovables está muy mediatizada por el hecho de que la energía eólica, siendo con diferencia la de mayor peso de las inversiones (el 73,4% del total), no requiere prácticamente de subvención para su desarrollo. Dentro de las energías renovables, las ayudas públicas más importantes se precisan por parte de la energía termosolar (25,7%) y solar térmica (24,6%), de la biomasa para generación eléctrica (17,6%) y de la biomasa térmica (13,3%).

Ayudas públicas a las energías renovables

## 11.3.- Origen público de los fondos. El aporte de la Junta de Andalucía

Como se ha comentado con anterioridad, las necesidades de aporte público para conseguir los objetivos marcados en el PLEAN ascienden a 56.933 Mpta (342,17 millones de euros), de los que 9.540,4 Mpta (57,34 millones de euros) se destinan a infraestructura eléctrica y gasista, 18.493 Mpta (111,15 millones de euros) a ahorro y eficiencia energética y 28.899 Mpta (173,69 millones de euros) al fomento de las energías renovables.

Ayudas públicas del PLEAN

Para hacer frente a estos requerimientos públicos, se debe contar con los fondos de las diferentes administraciones competentes en la materia. Esto es: la Administración Comunitaria (Unión Europea), la Administración Central del Estado (Gobierno de la Nación) y la Administración Autonómica (la Junta de Andalucía), sin olvidar los entes locales (municipios) y las entidades supramunicipales (Diputaciones Provinciales).

En el caso de la Unión Europea, además de su aportación por medio del eje de energía correspondiente al Marco Comunitario de Apoyo, podemos contemplar las

potenciales ayudas que puedan llegar a nuestra región a través de los diferentes programas comunitarios relacionados con la energía, esto es: el V Programa Marco y el programa SAVE-ALTENER sobre todo.

Considerando aparte las ayudas a la generación eléctrica especificadas en el Real Decreto 2818/98, que desarrolla el régimen especial de producción de energía eléctrica, en el caso de la Administración Central del Estado, no existe hasta la fecha ningún programa de ayudas diferente al especificado en el Plan de Fomento de las Energías Renovables, el cual salvo casos muy específicos (energía solar térmica y energía solar fotovoltaica) no ha concretado todavía las ayudas descritas en dicho documento.

Esto significa que en materia de ahorro y eficiencia energética, la Administración Central del Estado no dispone de ningún programa de ayudas a la inversión en equipamientos y técnicas eficientes que propicien el ahorro, al que poder acogerse.

El texto correspondiente a este Plan de Fomento de las Energías Renovables, considera diferentes tipos de ayuda: subvenciones directas a la inversión, subvenciones al combustible (biomasa), subvención a los tipos de interés bancarios, incentivos fiscales, etc., los cuales suman un total de 410.587 Mpta (2.467,68 millones de euros) hasta el periodo 2006.

Es de esperar que, cuando estos fondos públicos se concreten, una parte significativa de los mismos, al menos en una cuantía análoga al aporte que Andalucía hará de los diferentes objetivos marcados en el Plan de Fomento, puedan apoyar las necesidades de subvención requeridas para el cumplimiento del PLEAN.

En el caso de la Administración Autonómica, los fondos computados son los propios que aporta la Junta de Andalucía, más los que corresponden a la región dentro de su Marco de Apoyo Comunitario, aunque ya se ha comentado que éstos provienen de la Unión Europea.

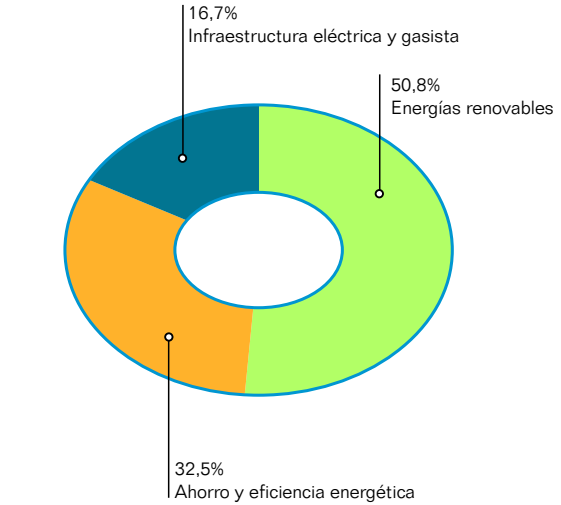
En la tabla de la página siguiente se especifica, entre los años 2001 a 2006 y para cada uno de los tres ejes en los que se desglosan las actuaciones en materia de energía, el origen de dichos fondos.

Como puede observarse en las tablas siguientes, en el período de vigencia del PLEAN, los fondos con origen en la Administración Autonómica de Andalucía alcanzan los 42.403,7 Mpta (254,85 millones de euro): el 69,8% de fondos propios y el 30,2% de fondos provenientes del Marco de Apoyo Comunitario.

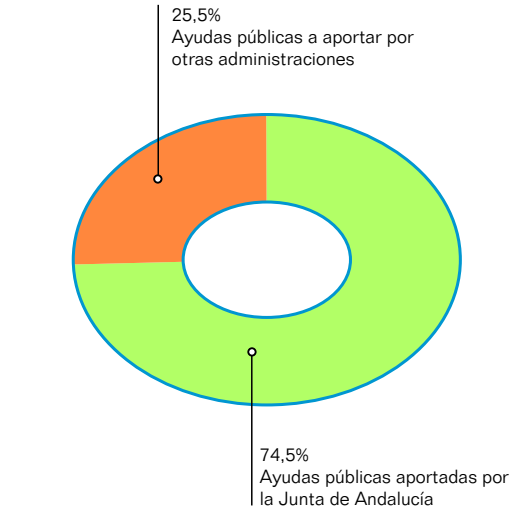
De esta cantidad, el fomento de las energías renovables, con 19.695,3 Mpta (118,37 millones de euros) acapara el 46,4%, seguido por las actuaciones de ahorro y eficiencia energética, que con 13.168,0 Mpta (79,14 millones de euros) suponen el 31,1%. Por último, las infraestructuras eléctrica y gasista suponen el 22,5% del aporte previsto.

Según se muestra al inicio de este apartado (11.3.), las ayudas públicas totales necesarias para la consecución de los objetivos establecidos en el presente Plan ascienden a 342,17 millones de euros. De esta cantidad, y tal como se recoge en los dos párrafos anteriores, la Junta de Andalucía aportará 254,85 millones de euros, lo que representa un 74,5% del total de ayudas públicas. El 25,5% restante (87,32 millones de euros) deberá ser aportado por otras administraciones (comunitaria, nacional, municipal, local, etc.). Lo anterior garantiza en gran medida la consecución de los objetivos propuestos.

Origen de las ayudas públicas del PLEAN




Total: 342,17 MEUR (56.933 Mptas)




Total: 342,17 MEUR (56.933 Mptas)

**Millones de pesetas**

| | | Infraestructura eléctrica y gasista | Ahorro y eficiencia energética | Fomento de las energías renovables | Total | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2001 | Fondos propios | 800.0 | 1.608.0 | 2.230.0 | **4.638.0** | 64.5 |
| | M.C.A. | 1.076.5 | 664.0 | 817.0 | **2.557.5** | 35.5 |
| | **Total año** | **1.876.5** | **2.272.0** | **3.047.0** | **7.195.5** | 100.0 |
| 2002 | Fondos propios | 1.155.0 | 1.122.0 | 2.468.0 | **4.745.0** | 69.9 |
| | M.C.A. | 534.0 | 499.0 | 1.010.0 | **2.043.0** | 30.1 |
| | **Total año** | **1.689.0** | **1.621.0** | **3.478.0** | **6.788.0** | 100.0 |
| 2003 | Fondos propios | 814.8 | 1.354.0 | 2.664.5 | **4.833.3** | 69.2 |
| | M.C.A. | 668.7 | 950.6 | 536.3 | **2.155.6** | 30.8 |
| | **Total año** | **1.483.5** | **2.304.6** | **3.200.8** | **6.988.9** | 100.0 |
| 2004 | Fondos propios | 840.4 | 1.368.7 | 2.785.7 | **4.994.8** | 71.7 |
| | M.C.A. | 612.3 | 913.0 | 443.3 | **1.968.6** | 28.3 |
| | **Total año** | **1.452.7** | **2.281.7** | **3.229.0** | **6.963.4** | 100.0 |
| 2005 | Fondos propios | 870.8 | 1.400.4 | 2.857.3 | **5.128.5** | 71.8 |
| | M.C.A. | 625.8 | 922.0 | 469.4 | **2.017.2** | 28.2 |
| | **Total año** | **1.496.6** | **2.322.4** | **3.326.7** | **7.145.7** | 100.0 |
| 2006 | Fondos propios | 901.3 | 1.434.3 | 2.931.4 | **5.267.0** | 71.9 |
| | M.C.A. | 640.8 | 932.0 | 482.4 | **2.055.2** | 28.1 |
| | **Total año** | **1.542.1** | **2.366.3** | **3.413.8** | **7.322.2** | 100.0 |
| TOTAL | Fondos propios | 5.382.3 | 8.287.4 | 15.936.9 | **29.606.6** | 69.8 |
| | M.C.A. | 4.158.1 | 4.880.6 | 3.758.4 | **12.797.1** | 30.2 |
| | TOTAL | 9.540.4 | 13.168.0 | 19.695.3 | **42.403.7** | 100.0 |

**Millones de euros**

| | | Infraestructura eléctrica y gasista | Ahorro y eficiencia energética | Fomento de las energías renovables | Total | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2001 | Fondos propios | 4.81 | 9.66 | 13.4 | 27.87 | 64.5 |
| | M.C.A. | 6.47 | 3.99 | 4.91 | 15.37 | 35.5 |
| | Total año | 11.28 | 13.65 | 18.31 | 43.25 | 100.0 |
| 2002 | Fondos propios | 6.94 | 6.74 | 14.83 | 28.52 | 69.9 |
| | M.C.A. | 3.21 | 3. | 6.07 | 12.28 | 30.1 |
| | Total año | 10.15 | 9.74 | 20.9 | 40.8 | 100.0 |
| 2003 | Fondos propios | 4.9 | 8.14 | 16.01 | 29.05 | 69.2 |
| | M.C.A. | 4.02 | 5.71 | 3.22 | 12.96 | 30.8 |
| | Total año | 8.92 | 13.85 | 19.24 | 42. | 100.0 |
| 2004 | Fondos propios | 5.05 | 8.23 | 16.74 | 30.02 | 71.7 |
| | M.C.A. | 3.68 | 5.49 | 2.66 | 11.83 | 28.3 |
| | Total año | 8.73 | 13.71 | 19.41 | 41.85 | 100.0 |
| 2005 | Fondos propios | 5.23 | 8.42 | 17.17 | 30.82 | 71.8 |
| | M.C.A. | 3.76 | 5.54 | 2.82 | 12.12 | 28.2 |
| | Total año | 8.99 | 13.96 | 19.99 | 42.95 | 100.0 |
| 2006 | Fondos propios | 5.42 | 8.62 | 17.62 | 31.66 | 71.9 |
| | M.C.A. | 3.85 | 5.6 | 2.9 | 12.35 | 28.1 |
| | Total año | 9.27 | 14.22 | 20.52 | 44.01 | 100.0 |
| TOTAL | Fondos propios | 32.35 | 49.81 | 95.78 | 177.94 | 69.8 |
| | M.C.A. | 24.99 | 29.33 | 22.59 | 76.91 | 30.2 |
| | TOTAL | 57.34 | 79.14 | 118.37 | 254.85 | 100.0 |

P L **E** A N



# Seguimiento, control y evaluación

# 12.- Seguimiento, control y evaluación

## 12.1.- Introducción

El cumplimiento de los objetivos generales previstos en el PLEAN, así como el de los valores paramétricos establecidos en el mismo, va a requerir el esfuerzo de muchas personas, empresas y organismos públicos, y movilizará 1.000.426 millones de pesetas (6.012,68 millones de euros) hasta el año 2006.

Teniendo en cuenta la variedad de factores que pueden incidir en el cumplimiento y consecución de los objetivos y parámetros propuestos, y dado que para alcanzar muchos de ellos deberán ponerse en juego recursos provenientes de fondos públicos, se hace preciso establecer un mecanismo efectivo, transparente y preciso de seguimiento, coordinación, control y evaluación del Plan.

El *seguimiento* del Plan, es decir, la determinación del grado de ejecución temporal del mismo, se efectuará con la cumplimentación de los indicadores, tanto físicos como financieros o de empleo, que a tal fin se definen en el apartado 9.2. de este capítulo.

La comparación de los objetivos establecidos en el Plan, con los resultados realmente obtenidos en cada hito temporal establecido (indicador), permitirá efectuar el *control* del mismo; de tal manera que si se observa una desviación significativa en esta comparación se puedan tomar las medidas oportunas para corregir el rumbo del hito o el parámetro que haya sufrido la desviación, a fin de ponerlo de nuevo en la ruta correcta para poder cumplir finalmente el objetivo marcado.

Teniendo en cuenta que las actuaciones energéticas previstas en el Plan son de naturaleza diversa y multidisciplinar, dado el carácter horizontal del vector energético, es preciso que exista una efectiva *coordinación* de todas las actuaciones previstas, tanto a escala pública (entre diferentes administraciones y, dentro de ellas, entre los diferentes Ministerios y Consejerías), como entre la instancia que presenta el Plan y las empresas privadas que participan, de manera muy activa, en la consecución de los objetivos.

Por último, es preciso que se efectúe una *evaluación final* del Plan al finalizar su periodo de vigencia, que permita conocer, de forma exhaustiva y precisa, el grado de cumplimiento del mismo, así como los efectos que su desarrollo ha tenido en la región.

## 12.2.- Indicadores de seguimiento

Los indicadores que se definen para efectuar un adecuado seguimiento del Plan son los que a continuación se indican.

Como puede observarse, estos indicadores son tanto de naturaleza física como financiera y de empleo. Asimismo, se clasifican en indicadores de realización (número de actuaciones realizadas), como de resultados (valores energéticos, económicos o de número de empleos).

*«El seguimiento del Plan, es decir, la determinación del grado de ejecución temporal del mismo, se efectuará con la cumplimentación de los indicadores, tanto físicos como financieros o de empleo, que a tal fin se definen...»*

# INDICADORES PREVISTOS PARA EL SEGUIMIENTO DEL PLEAN

## Indicadores físicos

| DE REALIZACIÓN | DE RESULTADOS |
|---|---|
| **GENERACIÓN DE ENERGÍA** | |
| **No renovables:** | |
| • Nuevas centrales de carbón (nº) | potencia instalada y producción eléctrica |
| • Nuevas centrales de gas en ciclo simple (nº) | potencia instalada y producción eléctrica |
| • Nuevas centrales de gas en ciclo combinado (nº) | potencia instalada y producción eléctrica |
| • Nuevas centrales de generación (nº) | pot. instalada, producción eléctrica y tipo de combustible |
| • Nuevas centrales de cogeneración | potencia eléctrica |
| • Número de unidades | producción térmica y eléctrica |
| • Combustible empleado | autoconsumo eléctrico |
| **Renovables:** | |
| • Energía eólica: | |
| • Ampliación y mejora de centrales existentes (nº) | nº de aerogeneradores, potencia y producción eléctrica |
| • Instalación de nuevos parques eólicos (nº) | nº de aerogeneradores, potencia y producción eléctrica |
| • Ampliación de instalaciones eólicas aisladas (nº) | nº de aerogeneradores, potencia y producción eléctrica |
| • Nuevas instalaciones eólicas aisladas (nº) | nº de aerogeneradores, potencia y producción eléctrica |
| • Energía solar | |
| • Nueva superficie instalada de colectores solares térmicos (nº) | $m^2$ de colectores y energía primaria y final sustituida |
| • Nueva superficie de instalaciones fotovoltaicas aisladas (nº) | potencia instalada y electricidad generada |
| • Nueva superficie de instalaciones fotovoltaicas conectadas (nº) | potencia instalada y electricidad generada |
| • Centrales de generación con energía solar a alta temperatura (nº ) | potencia instalada y electricidad generada |
| • Biomasa | |
| • Nuevas centrales eléctricas de biomasa (nº) | toneladas de biomasa empleadas<br>potencia instalada y electricidad generada |
| • Biomasa para usos finales | uso y energía primaria sustituida |
| • Energía hidráulica | |
| • Ampliación y mejora de centrales existentes (potencia final) | incremento de potencia, producción bruta y neta |
| • Nuevas centrales hidroeléctricas (nº y potencia) | producción bruta y neta |

| DE REALIZACIÓN | DE RESULTADOS |
|---|---|
| **TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA** | |
| **Gas natural** | |
| • Centros de almacenamiento y regasificación | Mejora de las conexiones con yacimientos propios (nº, km.) |
| • Extensión de la red de transporte | Mejora de las conexiones con los principales focos de |
| • Extensión de la red de distribución | demanda industrial, terciaria y doméstica (nº, km., km./hab) |
| | Cantidad de gas suministrado (Mte, $m^3$) |
| | Población abastecida (hab) |
| | Mejora de la eficiencia energética (tep ahorrados) |
| **Energía eléctrica** | |
| • Red de 400 kV | |
| • Nuevas subestaciones | Incremento del consumo eléctrico (%) |
| • Mejora de la red de transporte existente | Potencia de transformación (kVA) |
| • Nueva red de transporte (km.) | Incremento de la longitud de la red |
| | Incremento de las conexiones con redes nacionales |
| | Incremento de las conexiones con redes internacionales |
| • Red de alta, media y baja tensión | |
| • Nuevas subestaciones | Indicadores de calidad de suministro (tiepi, niepi) |
| • Mejora de la red existente | Nueva red de alta, media y baja tensión (km.) |
| • Mejora de los servicios en áreas rurales urbanas | Nueva de potencia de transformación (kVA) |
| • Mejora y construcción de sistemas de telecontrol | |
| • Unificación del suministro en baja tensión | |

| DE REALIZACIÓN | DE RESULTADOS |
|---|---|
| **AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA** | |
| • Instalaciones de cogeneración (nº) | Ahorro de energía primaria |
| • Sector industrial (nº de actuaciones) | Ahorro de energía primaria y combustible ahorrado |
| • Sector residencial (nº de actuaciones) | Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada |
| • Sector servicios (nº de actuaciones) | Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada |
| • Sector del transporte (nº de actuaciones) | Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada |
| • Sector público (nº de actuaciones) | Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada |
| • Sector municipal (nº de actuaciones) | Ahorro de energía primaria y tipo de energía ahorrada |
| **ESTRUCTURA ENERGÉTICA** | |
| • **Energía primaria** (EP) | Consumo de EP (tep) |
| | Estructura del consumo de EP por fuentes (%) |
| | Incremento del consumo sobre periodo anterior (%) |
| | Ahorro de energía primaria sobre tendencial (%) |
| | Grado de autoconsumo de energía primaria (%) |
| | Consumo energético per cápita (tep/hab/año) |
| | Intensidad energética (tep/PIB) |
| • **Energía final** (EF) | Consumo de EF (tep/año) |
| | Estructura del consumo de EF por fuentes (%) |
| | Incremento del consumo sobre periodo anterior (%) |
| | Consumo energético per cápita (tep/hab) |
| | Eficiencia del sistema energético (%) |

| DE REALIZACIÓN | DE RESULTADOS |
|---|---|

## Indicadores financieros

| | |
|---|---|
| **Costes de realización** (Mpta) | |
| • Energías renovables | Inversión inducida |
| • Ahorro y eficiencia energética | |
| • Infraestructura eléctrica | |
| • Infraestructura gasista | |

## Indicadores de empleo

| **Fase de construcción** | **Fase de explotación** |
|---|---|
| • Empleo directo | Empleo directo |
| • Empleo indirecto | Empleo indirecto |

*«... se medirán los indicadores establecidos con anterioridad dos veces al año, dando lugar a sendos informes de seguimiento apoyados en un sistema de información geográfica.»*

*«El órgano de evaluación estará formado por el Grupo de Trabajo del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 establecido en el V Acuerdo de Concertación Social de Andalucía.»*

## 12.3.- Órganos de seguimiento y control

El seguimiento y control del Plan se efectuará a tres niveles:

- **Seguimiento y análisis de indicadores**: se medirán los indicadores establecidos con anterioridad. Esta operación de medida se efectuará dos veces al año, dando lugar a sendos informes de seguimiento apoyados en un sistema de información geográfica. El cometido de esta acción queda asignada a la Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía.

- **Órgano de control y coordinación**: este órgano estará encargado de realizar las siguientes tareas:

  - Efectuar el análisis de los informes de seguimiento del Plan.

  - Especificar, si procede, las actuaciones necesarias para corregir las potenciales desviaciones de los objetivos perseguidos.

  - Definir, en caso necesario, nuevos objetivos y el modo de alcanzarlos.

  - Establecer los presupuestos públicos anuales destinados al Plan.

  - Coordinar con otras Administraciones, Consejerías y empresas privadas, la ejecución del Plan.

  Este nivel de actuación se asigna a la Dirección General de Industria, Energía y Minas.

- **Órgano de evaluación**: este órgano evaluará los resultados y acciones emprendidas por los dos niveles anteriores.

El órgano de evaluación estará formado por el Grupo de Trabajo del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 establecido en el V Acuerdo de Concertación Social de Andalucía.

El Grupo de Trabajo estará formado por 24 miembros, a saber:

- 8 Representantes de la Junta de Andalucía

- 8 Representantes de la CEA

- 4 Representantes de CCOO-A

- 4 Representantes de UGT-A

Los 8 representantes de la Junta de Andalucía serán:

- El Secretario General de Industria y Desarrollo Tecnológico.

- El Director General de Industria, Energía y Minas.

- El Director General de la Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía, hasta la creación de la Agencia Andaluza de la Energía, en cuyo caso será su Director General quien forme parte de este órgano.

- Un representante de las siguientes Consejerías, con rango al menos de Director General:

  - Consejería de Presidencia.
  - Consejería de Economía y Hacienda.
  - Consejería de Agricultura y Pesca.
  - Consejería de Medio Ambiente.
  - Consejería de Obras Públicas y Transporte.

Las funciones del órgano de evaluación serán las siguientes:

- Conocer y evaluar los informes de seguimiento del Plan.
- Conocer y valorar las propuestas de actuación previstas para, potencialmente, corregir las desviaciones detectadas en determinados objetivos.
- Proponer, en su caso, actuaciones para corregir potenciales desviaciones de los objetivos perseguidos.
- Conocer y valorar los presupuestos anuales relativos al PLEAN.
- Conocer y valorar los proyectos normativos relacionados con el Plan.
- Proponer, en su caso, actuaciones normativas para conseguir el cumplimiento del Plean.
- Conocer y valorar la evaluación final del Plan.

El órgano de evaluación se reunirá dos veces al año, de acuerdo con los informes de evaluación realizados.

## 12.4.- Evaluación final

Para realizar una evaluación global del PLEAN es necesario efectuar un análisis exhaustivo de todos y cada uno de los objetivos e impactos que éste ha tenido en el sector energético en particular y en la sociedad andaluza en general.

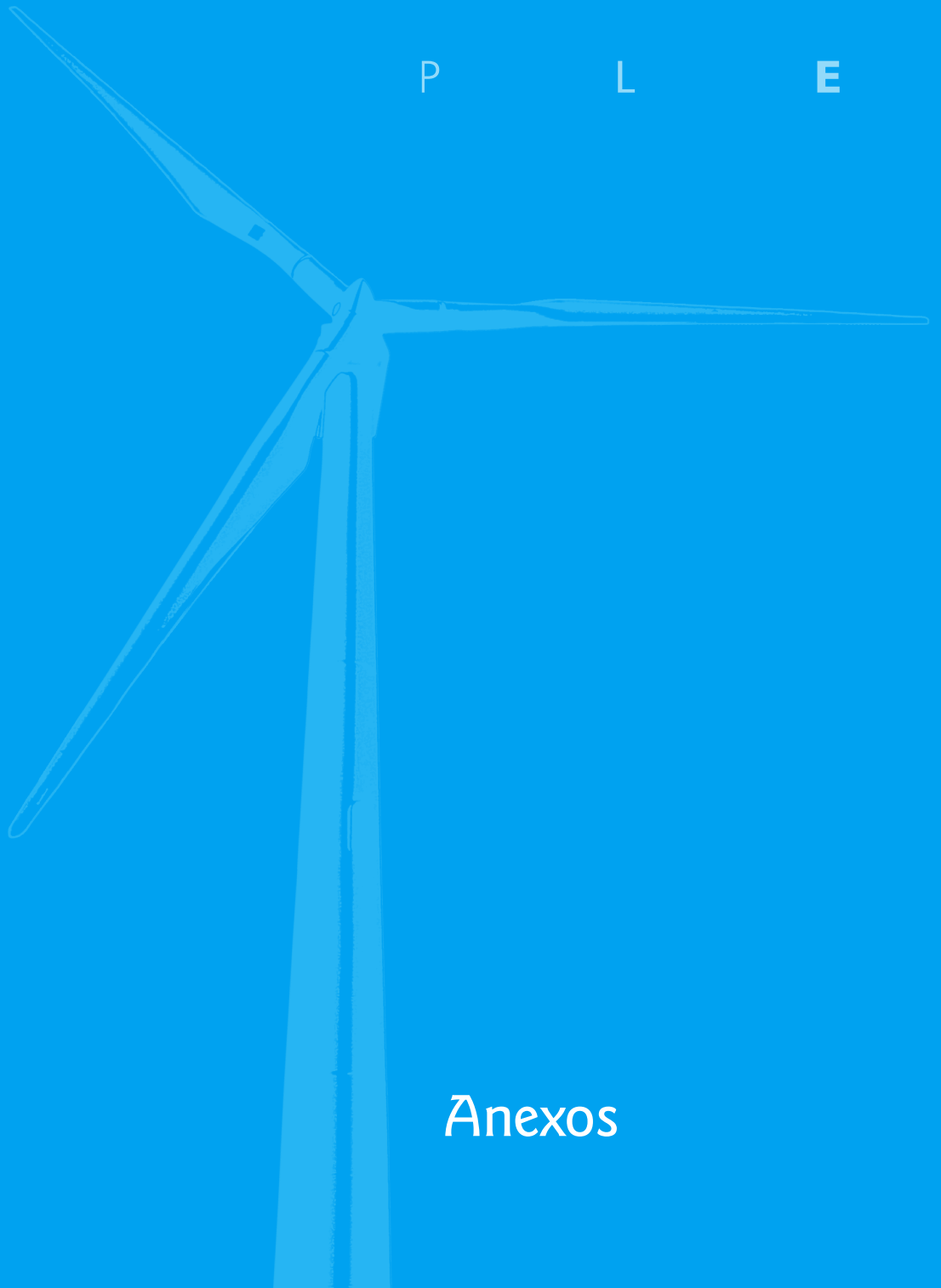
En esta evaluación final se determinará en qué medida se han alcanzado los objetivos perseguidos, así como la eficacia final de los mismos y la eficiencia de las acciones públicas puestas en juego.

El análisis y discusión del informe final por los órganos de seguimiento y control servirá para perfilar y perfeccionar los siguientes instrumentos públicos de planificación.

*«En la evaluación final se determinará en qué medida se han alcanzado los objetivos perseguidos, así como la eficacia final de los mismos y la eficiencia de las acciones públicas puestas en juego.»*

*«El análisis y discusión del informe final por los órganos de seguimiento y control servirá para perfilar y perfeccionar los siguientes instrumentos públicos de planificación.»*

P L E A N



# Anexos

# Anexo I.- Glosario

## Glosario de términos

*Aerogenerador*: Instalación en la que una turbina, accionada por el viento, mueve una máquina productora de electricidad.

*Alquilación*: Proceso por el que se obtiene un compuesto de alto índice de octano mediante la reacción de isobutano con butenos en presencia de ácido fluorhídrico que actúa como catalizador.

*Asfaltos*: Hidrocarburo sólido, semisólido o viscoso de estructura coloidal y color variable del pardo al negro. Se obtiene como residuo de la destilación de crudos de petróleo por destilación en vacío de los residuos de la destilación atmosférica. Es soluble en el sulfuro de carbono, no volátil, termoplástico entre 100 y 200 °C, con propiedades adhesivas y aislantes. Se utiliza principalmente para la construcción de carreteras.

*Biocarburante*: Carburante o combustible producto de la biomasa.

*Biogás*: Gas constituido principalmente por una mezcla de metano y bióxido de carbono y que proviene de la fermentación anaerobia (denominada «fermentación metánica») de la biomasa. El metano obtenido después de la separación se denomina biometano. Nota: Los gases de estercoleros, pantanos, marismas, etc... son formas naturales, no explotadas, de los biogases.

*Biomasa*: Masa de materia orgánica, no fósil, de origen biológico. Una parte de este recurso puede ser explotado eventualmente, con fines energéticos. Aunque las distintas formas de energía de la biomasa se consideran siempre como renovables ha de hacerse notar que su índice de renovación es variable; está condicionado por los ciclos estacionales y diario del flujo solar, los azares climáticos y el ciclo de crecimiento de las plantas, y puede ser afectado por una explotación demasiado intensiva. Sin embargo, por razones estadísticas puede considerarse su renovación por ciclos anuales.

*Bunkers*: Cantidades de combustible suministradas a los navíos en alta mar, cualquiera que sean su pabellón o categoría.

*Calor residual*: Energía calorífica que no ha sido utilizada en un proceso industrial térmico y es descargada a la atmósfera, suelo o aguas circundantes, en forma de calor.

*Carbón*: Sedimento fósil orgánico sólido, combustible, negro, formado por restos de vegetales y solidificado por debajo de capas geológicas.

*Central bicombustible*: Central termoeléctrica que utiliza como combustibles fuelóleo y gas natural.

*Central de bombeo*: Central hidroeléctrica que turbina durante las horas punta (horas de mayor demanda de energía) el agua embalsada mediante bombeo en las horas valle (horas de menor demanda de energía).

*Central de carbón*: Central termoeléctrica que utiliza como combustible carbón.

*Central de ciclo combinado*: Instalación productora de energía eléctrica que comprende un generador de turbina de gas cuyos gases de escape alimentan una caldera de calor residual que puede tener, o no tener, un quemador suplementario, y el vapor producido por la caldera se usa para hacer funcionar un generador de turbina de vapor.

*Central hidroeléctrica*: Instalación en la que se transforma la energía potencial de un curso de agua en energía eléctrica

*Central termoeléctrica*: Instalación en la que la energía química, contenida en combustibles fósiles, sólidos, líquidos o gaseosos, es transformada en energía eléctrica.

*Cliente cualificado*: Consumidor de energía que por la calidad y cantidad de su demanda tienen capacidad de elección de suministrador, no estando obligado a adquirir la energía a tarifa regulada. Los umbrales de consumo requeridos para tal consideración, se establecen por la Ley del Sector Eléctrico, la Ley del Sector de Hidrocarburos, sus desarrollos reglamentarios y sucesivos Reales Decretos Ley de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia.

*Cogeneración*: Producción combinada de energía eléctrica y térmica.

*Colector solar*: Dispositivo destinado a captar la radiación solar incidente para convertirla, en general, en energía térmica y transferida a un portador de calor.

*Combustible fósil*: Combustible de origen orgánico que se formó en edades geológicas pasadas y que se encuentra en los depósitos sedimentarios de la corteza terrestre. El carbón, el petróleo y el gas natural son los combustibles fósiles.

*Conversión FCC*: (Fluid Catalityc Craking). Proceso de conversión por el que se obtienen en refinería productos de alto valor añadido tales como gasolinas, propano, butano, propileno, gasóleos y fuelóleos.

*Coque de petróleo*: Producto sólido, negro y brillante obtenido por craqueo de los residuos pesados, constituido esencialmente por carbono (90 a 95%) y arde sin dejar cenizas.

*Cultivo energético*: Cultivo de especies de crecimiento rápido, renovables cíclicamente y que permiten obtener en gran cantidad una materia prima destinada a la producción de combustibles y carburantes de síntesis.

*Energía eólica*: Energía producida por el viento. Se utiliza para la producción de energía eléctrica, accionamiento de molinos industriales, bombas...Es una energía inagotable, limpia y no contaminante, pero también es dispersa, intermitente y con valores variables de intensidad.

*Energía geotérmica*: Energía que encierra la Tierra en su interior y que se manifiesta mediante erupciones volcáni-

cas, salida de gases y agua hirviendo (géisers) al exterior y fuentes termales, aunque sólo alguno de estos fenómenos es aprovechable por el hombre.

*Energía hidráulica*: Energía potencial y cinética de las aguas.

*Energía solar fotovoltaica*: Energía eléctrica obtenida mediante la conversión directa de la radiación solar.

*Energía solar térmica (E.S.T.)*: Energía térmica obtenida mediante la conversión directa de la radiación solar.

*E.S.T. de alta temperatura*: Energía solar destinada a aquellas aplicaciones que requieren temperaturas muy elevadas, superiores incluso a los 2000 °C, obtenida mediante concentración de la radiación solar.

*E.S.T. de media temperatura*: Energía solar destinada a aquellas aplicaciones que requieren temperaturas elevadas, por encima de 80 °C, obtenida mediante concentración de la radiación solar.

*Energía autoconsumida*: Energía producida y/o transformada por los usuarios para el funcionamiento de sus instalaciones.

*Energía final*: Energía suministrada al consumidor para ser convertida en energía útil.

*Energía primaría*: Energía que no ha sido sometida a ningún proceso de conversión.

*Energía útil*: Energía de que dispone el consumidor después de la última conversión realizada por sus propios aparatos.

*Energías renovables*: Energías cuya utilización y consumo no suponen una reducción de los recursos o potencial existente de las mismas (energía eólica, solar, hidráulica...). La biomasa también se considera como energía renovable pues la renovación de bosques y cultivos se puede realizar en un período de tiempo reducido.

*Fuelóleos*: Mezclas de hidrocarburos que se presentan en estado líquido en condiciones normales de presión y temperatura, que se especifican según sus características. Su viscosidad es variable lo que determina su uso.

*Gas de efecto invernadero*: Gas que al estar presente en la atmósfera reflejan hacia la Tierra la radiación infrarroja emitida por ésta, provocando un calentamiento de la propia Tierra y su atmósfera.

*Gas natural*: Gas combustible, rico en metano, que proviene de yacimientos naturales. Contiene cantidades variables de los hidrocarburos más pesados que se licúan a la presión atmosférica, así como vapor de agua; puede contener también compuestos sulfurados, como son el gas carbónico, nitrógeno o helio.

*Gases licuados del petróleo*: Hidrocarburos en $C_3$ y $C_4$ y sus mezclas. Se mantienen gaseosos en condiciones normales de temperatura y presión y pasan al estado líquido elevando la presión o disminuyendo la temperatura. Los más corrientes son el propano y los butanos.

*Gasóleo(s)*: Mezcla de hidrocarburos líquidos, que se especifican según sus características y destino a los motores de combustión interna.

*Gasolina(s)*: Mezcla de hidrocarburos líquidos, que debe responder a especificaciones precisas relativas a propiedades físicas (masa volumétrica, presión de vapor, intervalo de destilación) y a características químicas de las que la más importante es la resistencia a la autoinflamación.

*Hidrocarburo (líquidos, gaseosos)*: Compuesto químico formado por carbono e hidrógeno exclusivamente.

*Hidrodesulfuración*: Procedimiento húmedo para eliminar los óxidos de azufre procedentes de los gases resultantes de la combustión de combustibles sulfurosos antes de que sean emitidos a la atmósfera.

*Intensidad energética primaria*: Cociente entre el consumo de energía primaria y el Producto Interior Bruto.

*Isomerización*: Transformación de parafinas de cadena lineal o débilmente ramificadas en parafinas de cadena muy ramificada

*Líneas de alta tensión*: Conjunto de conductores, aislantes y accesorios destinados a la conducción de energía eléctrica con tensión superior a 1 kV.

*Líneas de baja tensión*: Conjunto de conductores, aislantes y accesorios destinados a la conducción de energía eléctrica con tensión inferior a 1 kV.

*Lluvia ácida*: Término aplicado a una precipitación húmeda o seca de carácter ácido, producida por la emisión de sulfatos o nitratos a la atmósfera procedente principalmente de la utilización de combustibles fósiles.

*Lodo de depuradora*: Masa biológica acumulada producida durante el tratamiento de las aguas residuales.

*Metanización*: Proceso biológico para la producción de biogás mediante digestión anaerobia.

*Microeólica*: Central eólica de pequeña potencia y en muchos casos no conectada a red que suministra electricidad en zonas aisladas.

*Minicentral hidráulica*: Central hidroeléctrica de potencia reducida.

*Off-shore*: Instalación de aprovechamiento de la energía eólica localizada en el mar.

*Poder calorífico inferior (PCI)*: Cantidad de calor desprendida en la combustión completa de una unidad de combustible, supuesto no condensado el vapor de agua y no recuperado el calor.

*Poder calorífico superior (PCS)*: Cantidad de calor desprendida en la combustión completa de una unidad de combustible estando condensado el vapor de agua y recuperado el calor.

*Petróleo crudo*: Mezcla, en proporciones variables, de hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos en condiciones normales que se presentan en estado natural, a presión y temperatura más o menos elevada en los yacimientos. Contienen pequeñas cantidades de materia distinta de los hidrocarburos.

*Petroquímica*: Uso, considerado generalmente como no energético, en las industrias, de los productos químicos derivados del petróleo.

*Planta de regasificación*: Instalación destinada a la gasificación del gas natural licuado.

*Querosenos*: Destilados de petróleo situados entre la gasolina y el gasóleo. Debe destilar por lo menos el 65% de su volumen por debajo de los 250º C. Su densidad relativa es aproximadamente 0,80 y su punto de inflamación igual o superior a los 38º C. El queroseno se utiliza de forma restringida para la calefacción y el alumbrado (petróleo lampante) así como carburante para ciertos tipos de motores de combustión interna.

*Racionalización energética*: Utilización de la energía por parte de los consumidores, en la forma más adecuada para conseguir objetivos económicos, teniendo en cuenta los condicionantes sociales, políticos, financieros, ambientales, etc...

*Refinería*: Instalación concebida para llevar a cabo un conjunto de procesos industriales empleados para transformar los crudos de petróleo en productos adaptados a las necesidades de los consumidores: carburantes, combustibles, disolventes, lubricantes, asfaltos, etc...

*Reforming*: Transformación, por ciclización, aromatización etc, de hidrocarburos ligeros con separación de hidrógeno, a fin de aumentar el contenido de aromáticos y el índice de octano.

*Régimen Especial*: El marco regulador y retributivo de las instalaciones acogidas al Régimen Especial lo fijan el R.D. 2366/1994 para instalaciones autorizadas con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 54/97, y el R.D. 2818/1998 «para instalaciones autorizadas con posterioridad a la entrada en vigor de dicha Ley. Según el R.D. 2818, los titulares de las instalaciones con potencia igual o inferior a 50 MW (100 MVA en R.D. 2366/1994) inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial, no tendrán la obligación de formular ofertas al mercado mayorista, pero tendrán el derecho de vender sus excedentes, o en su caso la producción de energía eléctrica a los distribuidores al precio final medio del mercado de producción de energía eléctrica complementado por una prima o incentivo.»

*Régimen Ordinario*: Régimen en el que están inscritas las unidades de producción de potencia superior a 50 MW o que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997 estuvieran sometidas al régimen sobre determinación de la tarifa de las empresas gestoras del servicio público.

*Rendimiento*: Relación entre la cantidad de energía útil a la salida de un sistema y la cantidad de energía suministrada a la entrada.

*Residuo*: Material rechazado como de ningún valor inmediato o abandonado como residuo de procesos o de actividades. Pueden ser basuras agrícolas (por ejemplo residuos orgánicos, estiércol) industriales (por ejemplo conteniendo metales, férricos o no, vidrio, plásticos, etc.) comerciales y domésticos (por ejemplo residuos urbanos o municipales).

*Residuos de corta*: Residuos forestales que se generan en la limpieza de los pies maderables de la tala de masas maderables.

*Residuos de poda*: Residuos provenientes de los trabajos periódicos de mejora y mantenimiento de las masas forestales y plantaciones agrícolas (frutales, cítricos, olivar), mediante talas, podas, limpieza de matorrales, etc.

*Residuos forestales*: Residuos provenientes de los tratamientos a que se somete a las masas forestales.

*Residuos sólidos urbanos*: Residuos sólidos originados por la actividad urbana.

*Smog fotoquímico*: Resultado de las acciones que se producen en la atmósfera entre óxidos de nitrógeno, componentes orgánicos y oxidantes por influencia del sol y que conducen a la formación de componentes oxidantes o son, eventualmente, causa de una mala visibilidad, de irritación en los ojos o de daños en los materiales y la vegetación si están suficientemente concentrados.

*Termosolar*: Instalación proyectada para transferir la energía solar a un fluido portador de calor y transformar la energía térmica así recogida, en energía eléctrica.

*Tratamientos selvícolas*: Trabajos de mejora de las masas forestales (entresacas, podas, limpieza de matorrales,...).

*Visbreaking*: Proceso de refinería por el que se reduce la viscosidad.

## Anexo II.- Abreviaturas y acrónimos

| | |
|---|---|
| b.a. | Barras de alternador |
| CE | Comisión Europea |
| CNE | Comisión Nacional de la Energía |
| CT | Central térmica |
| D/C | Doble circuito |
| E.P. | Energía Primaria |
| E.R. | Energías Renovables |
| EUR | Euro |
| EUROSTAT | Oficina Estadística de la Comunidad Europea |
| FEDER | Fondo Europeo de Desarrollo Regional |
| FEOGA | Fondo Europeo de Orientación y Garantía Agraria |
| FSE | Fondo Social Europeo |
| GLP | Gas Licuado del Petróleo |
| GNL | Gas Natural Licuado |
| IDAE | Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía |
| INE | Instituto Nacional de Estadística |
| MEUR | Millones de euros |
| MTBE | Metil butil éter |
| MVA | Mega Voltio Amperio |
| OCDE | Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos |
| PDIA | Plan Director |
| PIB | Producto Interior Bruto |
| PROSOL | Programa de Promoción de Instalaciones de Energías Renovables |
| PROCASOL | Programa de Promoción de Instalaciones de Energías Renovables en Canarias |
| PROMASOL | Programa de Promoción de Instalaciones de Energías Renovables en Marruecos |
| RENFE | Red Nacional de Ferrocarriles Españoles |
| RSU | Residuos Sólidos Urbanos |
| BOJA | Boletín Oficial de la Junta de Andalucía |
| ONU | Organización de las Naciones Unidas |
| UE | Unión Europea |
| BOE | Boletín Oficial del Estado |
| DOCE | Diario Oficial de la Comunidad Europea |
| TIEPI | Tiempo de Interrupción Equivalente de Potencia Instalada |
| NIEPI | Nº de Interrupciones Equivalentes de Potencia Instalada |
| REE | Red Eléctrica de España |
| Probiomasa | Programa de Promoción de Biomasa para usos finales térmicos |
| GIC | Grandes Instalaciones de Combustión |
| NEC (TNE) | Techos Nacionales de Emisión |
| IPPC | Prevención y Control Integrado de la Contaminación |
| PE | Parlamente Europeo |
| MTD | Mejores Técnicas Disponibles |
| VLE | Valores Límites de Emisión |
| CCAA | Comunidades Autónomas |
| IPTS | Instituto de Estudios Prospectivas y Tecnologías |
| BREF | Best Available Techniques Reference Document |
| IIASA | Instituto Internacional de Análisis y Sistemas Aplicados |
| PCI | Poder Calorífico Inferior |
| PCS | Poder Calorífico Superior |
| BCM | Billion Cubic Meter |
| PAC | Política Agraria Común |
| CIEMAT | Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas |
| CORINAIR | Inventario de emisiones atmosféricas de la Comisión Europea |
| SAVE | Programa plurianual de fomento de la Eficiencia Energética en la Unión Europea |
| ALTENER | Programa plurianual de fomento de las Energías Renovables en la Unión Europea |
| PAI | Plan Andaluz de Investigación |
| PLADIT | Plan Director de Innovación y Desarrollo Tecnológico para Andalucía |
| CSIC | Consejo Superior de Investigaciones Científicas |
| CNSE | Comisión Nacional del Sistema Eléctrico |
| SE | Subestación eléctrica |

# Anexo III.- Prefijos del sistema internacional y unidades

## Prefijos del Sistema Internacional

| MÚLTIPLOS | | | SUBMÚLTIPLOS | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Prefijo** | **Factor** | **Símbolo** | **Prefijo** | **Factor** | **Símbolo** |
| tera | $10^{12}$ | T | deci | $10^{-1}$ | d |
| giga | $10^{9}$ | G | centi | $10^{-2}$ | c |
| mega | $10^{6}$ | M | mili | $10^{-3}$ | m |
| kilo | $10^{3}$ | K | micro | $10^{-9}$ | m |

## Equivalencias entre unidades de trabajo o energía en sus formas eléctrica, mecánica y térmica

| | **Ergio (Erg)** | **Julio (J)** | **Kilovatio-hora (kWh)** | **Kilocaloría (kcal)** | **Caballo de Vapor hora (CV-h)** | **Vapor hora thermal unit (Btu)** | **Quad** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ergio | 1 | $10^{-7}$ | $2.778x10^{-14}$ | $2.389x10^{-11}$ | $0.377x10^{-13}$ | $9.480x10^{-11}$ | $9.480x10^{-26}$ |
| Julio | $10^{7}$ | 1 | $2.778x10^{-7}$ | $2.389x10^{-4}$ | $0.377x10^{-6}$ | $9.480x10^{-4}$ | $9.480x10^{-19}$ |
| kWh | $3.600x10^{13}$ | $3.600x10^{6}$ | 1 | 860 | 1.359 | 3413 | $3.413x10^{-12}$ |
| kcal | $4.186x10^{10}$ | $4.186x10^{3}$ | $1.163x10^{-3}$ | 1 | $1.581x10^{-3}$ | 3.969 | $3.969x10^{-15}$ |
| CV-h | $2.650x10^{13}$ | $2.650x10^{6}$ | 0.736 | $6.326x10^{2}$ | 1 | 2510 | $2.510x10^{-12}$ |
| Btu | $1.055x10^{10}$ | $1.055x10^{3}$ | $2.930x10^{-4}$ | 0.252 | $0.398x10^{-3}$ | 1 | $10^{-15}$ |
| Quad | $1.055x10^{25}$ | $1.055x10^{18}$ | $2.930x10^{11}$ | $2.520x10^{14}$ | $0.398x10^{12}$ | $10^{15}$ | 1 |

## Macrounidades energéticas

| | **tec** | **tep** | **Tcal** | **Th** | **Btu** | **$10^3$ Barril petróleo** | **$10^3$ $m^3$ de GN** | **1t de GLP** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Tm equivalente de carbón (tec) | 1 | 0.700 | 0.007 | $7\ 10^{3}$ | $2.777\ 10^{7}$ | $5.300\ 10^{-3}$ | 0.778 | 0.569 |
| Tm equivalente de petróleo (tep) | 1.428 | 1 | 0.010 | $10^{4}$ | $3.968\ 10^{7}$ | $0.758\ 10^{-2}$ | 1.111 | 0.813 |
| Teracalorías (Tcal) | $1.428\ 10^{2}$ | 100 | 1 | $10^{6}$ | $3.968\ 10^{9}$ | 0.758 | $1.111\ 10^{2}$ | $0.813\ 10^{2}$ |
| Termias (Th) | $1.428\ 10^{-4}$ | $10^{-4}$ | $10^{-6}$ | 1 | $3.968\ 10^{3}$ | $0.758\ 10^{-6}$ | $1.111\ 10^{-4}$ | $0.813\ 10^{-4}$ |
| British thermal unit (Btu) | $0.360\ 10^{-7}$ | $0.252\ 10^{-7}$ | $0.252\ 10^{-9}$ | $0.252\ 10^{-3}$ | 1 | $0.191\ 10^{-9}$ | $0.277\ 10^{-7}$ | $0.019\ 10^{-6}$ |
| $10^3$ Barriles de petróleo* | $1.884\ 10^{2}$ | $1.319\ 10^{2}$ | 1.319 | $1.319\ 10^{6}$ | $5.240\ 10^{9}$ | 1 | $0.146\ 10^{3}$ | 0.115 |
| $10^3$ $m^3$ de GN** | 1.285 | 0.900 | 0.009 | $0.900\ 10^{4}$ | $36\ 10^{-3}$ | $6.810\ 10^{-3}$ | 1 | $0.724\ 10^{-3}$ |
| 1 t de GLP | 1.757 | 1.230 | $1.230\ 10^{-2}$ | $1.230\ 10^{4}$ | 8.68 | 8.68 | $1.38\ 10^{3}$ | 1 |

(*) 1 barril de petróleo equivale a 42 galones USA (158.9 litros). 1 barril/día » 48.2 Tm/año
(**) Se considera 0.09 tep por Gcal de poder calorífico superior

# Anexo IV.- Bibliografía y fuentes de información

## Bibliografía


- Comisión Europea. Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético.
- Comisión Europea: Libro Blanco: Para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios: Energía para el Futuro: Fuentes de Energías Renovables
- Comisión Nacional de la Energía (CNE): Información básica de los sectores de la energía
- Comisión Nacional de la Energía (CNE): Informe Marco sobre la demanda de Energía Eléctrica y gas natural
- Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES): Boletines Estadísticos de Hidrocarburos
- European Comission. Directorate-General for Energy and Transport. 2000 - Annual Energy Review
- European Comission. Directorate-General for Energy. European Union Energy Outlook to 2020
- European comission: White Paper: European transport policy for 2010: time to decide
- IDAE: Boletines de Eficiencia Energética y Energías Renovables
- IDAE: Plan de Fomento de las Energías Renovables
- Infopower: Actualidad y Tecnología de Producción y Uso Eficiente de Energía (Publicación periódica)
- Instituto Estadístico de Andalucía: Anuario Estadístico de Andalucía
- IPCC: Third Assessment Report
- MINISTERIO DE ECONOMÍA: La energía en España 1999
- Red Eléctrica de España: Boletines Estadísticos de energía eléctrica
- Red Eléctrica de España: Capacidad Global de Evacuación de Energía Eólica en Andalucía
- Red Eléctrica de España: Cobertura de la Demanda Eléctrica Peninsular 2000-2010
- Red Eléctrica de España: Informes de Operación del Sistema Eléctrico
- Red Eléctrica de España: La energía eléctrica por Comunidades Autónomas
- Sedigas: Anuario gas 2000
- UNESA: Boletines de información y análisis del sector eléctrico
- UNESA: Boletines Informativos de Medio Ambiente
- UNESA: Cuadernos de documentación eléctrica
- UNESA: Cuadernos jurídicos de la electricidad
- United Nations. World Energy Assessment
- World Energy Council. Energy for Tomorrow´s. World-Acting Now!


## Fuentes de Información

Las empresas y organismos que a continuación se detallan han colaborado en la elaboración de este Plan:

- ABENER
- ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (UNESA)
- BECOSA
- CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)
- CEPSA
- COMISIONES OBRERAS DE ANDALUCÍA (CCOO - A)
- CONFEDERACIÓN DE EMPRESARIOS DE ANDALUCÍA (CEA)
- CONSEJERÍA DE AGRICULTURA Y PESCA DE LA JUNTA DE ANDALUCÍA
- CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA DE LA JUNTA DE ANDALUCÍA
- CONSEJERÍA DE EMPLEO Y DESARROLLO TECNOLÓGICO DE LA JUNTA DE ANDALUCÍA
- CONSEJERÍA DE MEDIO AMBIENTE DE LA JUNTA DE ANDALUCÍA
- CONSEJERÍA DE OBRAS PÚBLICAS Y TRANSPORTE DE LA JUNTA DE ANDALUCÍA
- DEPARTAMENTO DE TERMOTECNIA DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS DE SEVILLA
- EMASESA
- GAS NATURAL ANDALUCÍA
- GRUPO ENTORNO
- INSTITUTO DE ESTADÍSTICA DE ANDALUCÍA (IEA)
- INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA (IDAE)
- MEGASA
- MINISTERIO DE ECONOMÍA
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE
- OFICINA DE ESTADÍSTICA DE LAS COMUNIDADES EUROPEAS (EUROSTAT)
- RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA (REE)
- REPSOL
- SEVILLANA-ENDESA
- UNIÓN GENERAL DE TRABAJADORES DE ANDALUCÍA (UGT - A)

# Anexo V.- Resoluciones del Parlamento de Andalucía

## Resoluciones aprobadas por el Pleno del Parlamento en sesión celebrada los días 11 y 12 de junio de 2003, consecuencia del debate del Plan Energético, consecuencia del debate Orden de publicación de 16 de junio de 2003

### Resoluciones consecuencia del debate del Plan Energético de Andalucía 2003-2006

1. El Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno a reclamar al Gobierno central la transferencia de las cuencas hidrográficas de Andalucía, en especial el Guadalquivir, reiteradamente solicitada por el Parlamento de Andalucía; con el objetivo de que nuestra Comunidad Autónoma ostente las competencias en materia de concesiones de aprovechamiento hidroeléctrico de las cuencas andaluzas.

2. El Parlamento de Andalucía considera necesario alcanzar un pacto local andaluz consensuado con todas las fuerzas políticas, para propiciar un clima favorable a la creación e instalación de las infraestructuras necesarias para la promoción de las energías renovables en todos los municipios andaluces.

3. El Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno a dar efectivo cumplimiento al carácter prioritario de las energías renovables, dentro del Plan Andaluz de Investigación.

4. El Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno a que los medios de comunicación de titularidad pública en Andalucía realicen una labor de cooperación con la Agencia Andaluza de la Energía y hagan una difusión decidida de las energías renovables, favorecedoras de un desarrollo sostenible y creadoras de empleo.

5. El Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno a que se dote al programa PROSOL de una campaña específica de promoción en todos los ámbitos de la sociedad andaluza, permitiendo así una mayor concienciación de la población.

6. El Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno a que promueva, en el ámbito de sus competencias, iniciativas fiscales que favorezcan el uso de las energías renovables y el ahorro y la eficiencia energética, de forma que se premie al que no contamina.

7. El Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía a incluir en el PLEAN 2003-2006 y, en cualquier caso, para su efectiva ejecución los siguientes extremos destinados a:

   a) Remitir los informes de seguimiento del PLEAN, para su conocimiento y debate, a la Comisión de Empleo y Desarrollo Tecnológico del Parlamento de Andalucía.

   b) Abrir, por la Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico, una línea específica de subvención y asesoramiento técnico a las Corporaciones Locales para la promoción de energías renovables y alternativas, en sustitución de la energía convencional, en todo tipo de alumbrado y edificio público.

   c) Instar a la modificación de la actual normativa del programa PROSOL de forma que permita también subvencionar y /o garantizar:

      - El abaratamiento de los equipos e instalación, evitando las prácticas empresariales de acuerdos de sobreprecio que desalientan la demanda.
      - La creación del sello de garantía de instalación solar andaluza.
      - La combinación de distintas fuentes energéticas renovables y alternativas (solar térmica, fotovoltaica o eólica).
      - El uso privado de las energías renovables y alternativas, no sólo para agua caliente sanitaria sino también para todos los otros.

   d) Enviar al Parlamento de Andalucía, en el plazo máximo de seis meses, un plan completo de fomento del aprovechamiento energético de la biomasa que contemple muy especialmente:

      - El aprovechamiento de los residuos del olivar.
      - Un plan concreto de extensión de los cultivos energéticos..
      - La incorporación de la biomasa a los combustibles tradicionales.

   e) Enviar al Parlamento de Andalucía, en el plazo máximo de tres meses, el Proyecto de Ley de Energías Renovables y Alternativas y de Ahorro y Eficiencia Energética, que desarrolle las normativas adecuadas para las actuaciones del conjunto de las instituciones andaluzas en relación al objeto que debe perseguir tal iniciativa legislativa.

   f) Incorporar en los planes sectoriales de la Consejería de Obras Públicas y Transportes, a fin de fomentar un transporte energéticamente eficiente basado, al menos, en lo siguientes aspectos:

      - El fomento de los sistemas de transporte más eficientes energéticamente como el ferrocarril.
      - Establecimiento de medidas territoriales y urbanísticas destinadas a reducir la movilidad innecesaria y a fomentar y posibilitar la reducción del transporte individual a favor del colectivo, así como los medios autónomos de transporte.

8. El Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno a:

   a) Conveniar y exigir, en su caso, a las compañías operadoras en Andalucía inversiones necesarias, para que en el 2006 Andalucía disponga de un suminis-

tro eléctrico similar a la media nacional en calidad y no interrumpibilidad.

b) Distribuir las inversiones en infraestructuras energéticas de acuerdo con los déficit de cada una de las provincias, a fin de lograr el abastecimiento de todos los ciudadanos en calidad similar.

c) Comenzar en el próximo ejercicio la instalación paulatina de paneles solares para agua caliente sanitaria en todos los edificios públicos de la Junta de Andalucía que tengan un consumo significativo de agua caliente (hospitales, residencias, colegios, instalaciones deportivas etc.). Así como incorporar obligatoriamente en los edificios públicos de la Junta de Andalucía de nueva construcción paneles solares suficientes para el agua caliente sanitaria y otras energías renovables que resulten convenientes.

d) Comenzar en el próximo ejercicio auditorías energéticas en los edificios de mayor consumo de la Junta de Andalucía y aplicar las medidas de corrección y eficiencia para lograr el ahorro de energía, planificando en cada ejercicio los edificios a auditar y a racionalizar.

e) Promover desde el PAI (Plan Andaluz de Investigación) líneas concretas de investigación para avanzar en las tecnologías de las ER (energías renovables) que las hagan más eficientes y más económicas.

f) Difundir la cultura y la tecnología andaluza en ER en los países que reciben ayuda de la Comunidad Autónoma de Andalucía, con el fin de enseñar a crecer de forma respetuosa con el medio, a la vez que ayudamos a nuestros productores de este tipo de tecnología, con efectos a partir del próximo ejercicio presupuestario.

g) Estudiar convenios con la Consejería de Medio Ambiente para que las labores selvícolas a realizar en los parques puedan tener un aprovechamiento energético.

h) Impulsar convenios con la Consejería de Agricultura y Pesca para la obtención de biocarburantes llegando a acuerdos con organizaciones agrarias y empresas; y contemplar ayudas a los agricultores, como se viene haciendo desde hace años en otras Comunidades Autónomas. Planificar, asimismo, el uso de biocarburantes en las flotas cautivas, y presentar la planificación de estos aprovechamientos en el próximo periodo de sesiones.

i) Presentar en el Parlamento de Andalucía, en el próximo periodo de sesiones, el Proyecto de Ley del Fomento de las Energías Renovables.

j) Presentar en el Parlamento de Andalucía, en el próximo periodo de sesiones, el Proyecto de Ley de Ahorro Energético, con la finalidad de reducir la intensidad energética de Andalucía, aumentar la eficiencia y corregir a la baja, en suma, el incremento tendencial del consumo energético en nuestra Comunidad.

k) Constituir, en el próximo periodo de sesiones, un mecanismo de coordinación entre las Consejerías de Medio Ambiente, Agricultura y Pesca, Obras Públicas y Transportes, Educación y Ciencia, Gobernación y Empleo y Desarrollo Tecnológico, al nivel que se considere más operativo, presidido por ésta última Consejería, para conocer la política energética contenida en el Plan Energético de Andalucía y acometer las actuaciones que a cada una de ellas compete para ayudar y no obstaculizar el logro de los objetivos del plan.

l) Difundir, al menos entre las corporaciones locales, las organizaciones empresariales, sindicales, de consumidores, universidades, colegios profesionales de arquitectos y aparejadores, y ciudadanía en general, los objetivos y las medidas contenidas en el plan tan pronto como el mismo sea aprobado.

9. El Pleno del Parlamento de Andalucía acuerda apoyar el Plan Energético de Andalucía, remitido por el Consejo de Gobierno en cumplimiento del compromiso asumido ante esta Cámara, por considerar que da respuesta a las necesidades de la Comunidad Autónoma en materia energética, destacando que:

   - Se ha elaborado en el ejercicio de las competencias de la Junta de Andalucía en la materia, con una clara voluntad de consenso y colaboración entre las administraciones públicas, y entre éstas y los agentes económicos y sociales, en el marco del V Acuerdo de Concertación Económica y Social.

   - Se hace una ambiciosa apuesta por superar el déficit energético de Andalucía en materia de generación, transporte y distribución, a través de la puesta en valor de nuestros recursos naturales, la diversificación de la producción, las energías renovables, el ahorro, la eficiencia y la protección del medio ambiente.

   - Supone un firme compromiso a favor de la solidaridad y el equilibrio territorial en materia energética, garantizando la disponibilidad y calidad del servicio tanto en los ámbitos urbanos como rurales de Andalucía.

   - Tiene como objetivo el desarrollo de una nueva cultura social sobre el consumo de energía, que comprometa a los andaluces, en el ámbito de las empresas, las instalaciones públicas y las viviendas, en la que se prime el ahorro, la eficiencia, la investigación y el desarrollo tecnológico.

10. El Pleno del Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno para que exija de la Administración central del Estado que lleve a cabo la regionalización de la cuota de emisión de gases de efecto invernadero asignada a España, siguiendo los criterios utilizados por la Unión Europea en cumplimiento de los compromisos derivados de la Cumbre de Kyoto.

11. El Pleno del Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno a firmar los necesarios protocolos, acuerdos o convenios de colaboración con el Gobierno de España para adelantar las previsiones de la planificación obligatoria de inversión de Red Eléctrica Española (REE) en materia de infraestructuras de transporte eléctrico, y de Enagás en materia de infraestructura gasista, así como con las empresas del sector eléctrico y gasista, singularmente Sevillana-Endesa y Gas Natural, en lo relativo a las infraestructuras de distribución eléctrica y de gas.

12. El Pleno del Parlamento de Andalucía denuncia las deficiencias sufridas en el suministro eléctrico, que han puesto de manifiesto los apagones, cortes y colapsos del servicio en diversas zonas de la Comunidad, e insta al Gobierno de España a que elabore normas para garantizar la calidad de suministro eléctrico en todo el Estado, para lo que se precisa la definición de un nuevo modelo de retribución de la distribución, que equipare en calidad de servicio a todos los españoles.

13. El Pleno del Parlamento de Andalucía, en consideración al carácter horizontal de los objetivos del Plan Energético de Andalucía 2003-2006, insta al Consejo de Gobierno a poner en marcha, a través de las distintas Consejerías, cuantas medidas de carácter sectorial contribuyan al cumplimiento de las previsiones contempladas en el mismo, especialmente en materia de instalaciones públicas, vivienda, educación, medio ambiente, investigación, desarrollo tecnológico, turismo, agricultura, etc.

14. El Pleno del Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno para que solicite al Gobierno de España la elaboración de un plan de instalaciones eólicas marinas, contempladas en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 y no previstas en el ámbito nacional, con el fin de ordenar la implantación de dichas instalaciones, sin que se puedan ver perjudicadas otras actividades que tienen como soporte este medio y con el mayor respeto a la calidad ambiental.

15. El Pleno del Parlamento de Andalucía, en concordancia con las previsiones del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 que apuesta por un sistema energético equilibrado que acerque la generación a los centros de consumo, reitera su rechazo a la excesiva concentración de centrales eléctricas en determinados municipios y provincias.

16. El Pleno del Parlamento de Andalucía, dado el muy importante consumo eléctrico que se produce en los servicios municipales, así como al papel que en materia de concienciación ciudadana y desarrollo de las energías renovables pueden desarrollar las Corporaciones Locales, hace un llamamiento a los Gobiernos de Ayuntamientos, Mancomunidades y Diputaciones Provinciales para que pongan en marcha cuantas medidas contribuyan al cumplimiento de las previsiones contempladas en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006.

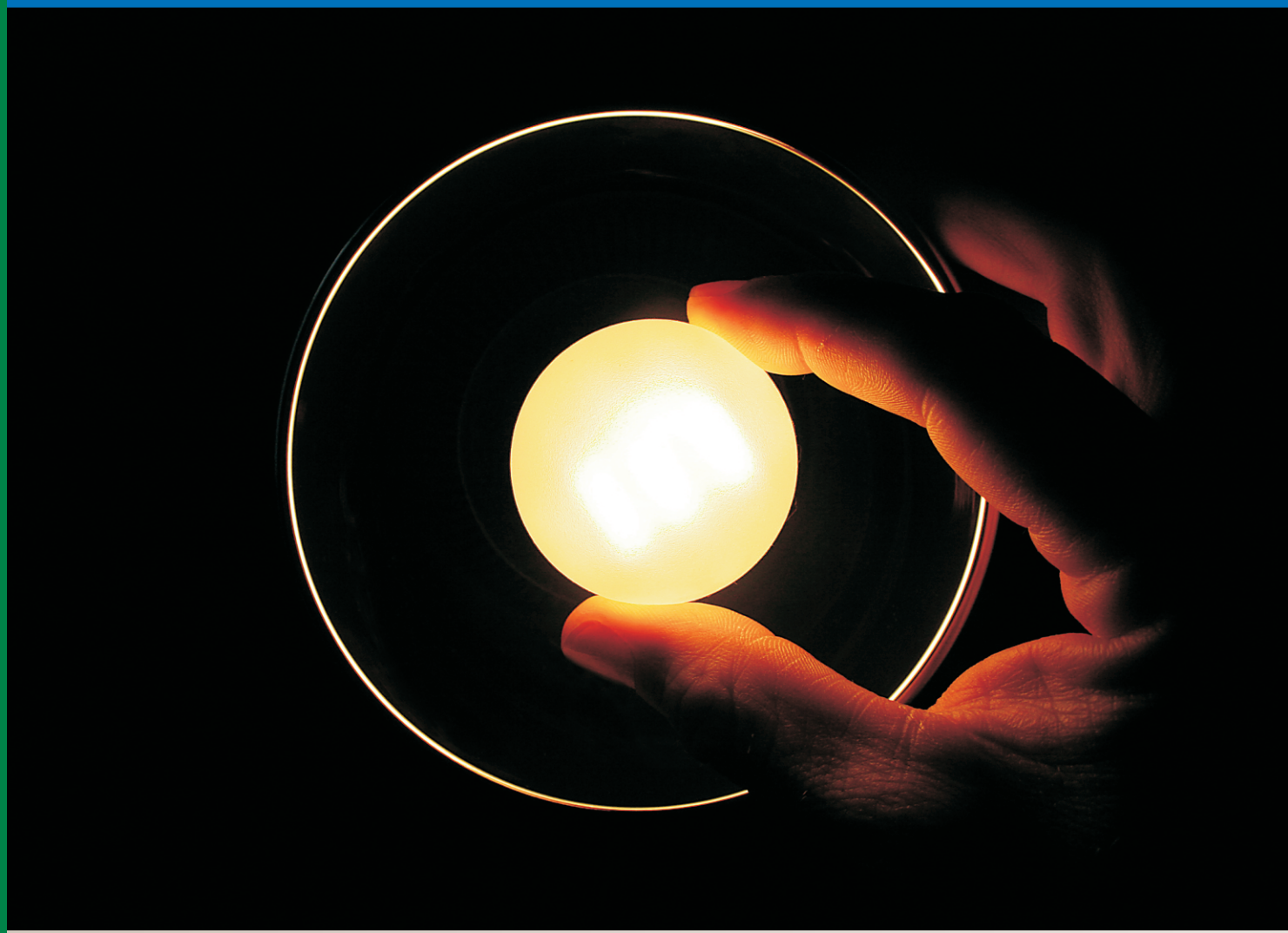
17. El Pleno del Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno, a que, por el procedimiento normativo que estime procedente, declare el interés público y social así como la primacía de las energías renovables, a fin de poder conseguir los objetivos de reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera.

18. El Pleno del Parlamento de Andalucía insta al Consejo de Gobierno a que tal y como se indica en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006, elabore en la presente Legislatura un Proyecto de Ley de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y la Eficiencia Energética, de forma que a lo largo de los próximos años se desarrolle un nuevo modelo energético, que fomente el ahorro y la eficiencia en el uso de la energía, así como la sustitución, en la medida de lo posible, de las fuentes de energía convencionales, por fuentes renovables.


JUNTA DE ANDALUCIA

# ANEXO 2.**PLAN ANDALUZ DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA 2007-2013**

CONSEJERÍA DE INNOVACIÓN, CIENCIA Y EMPRESA



# PLAN ANDALUZ DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

2007 - 2013

Hacia un nuevo modelo energético

JUNTA DE ANDALUCIA

# PLAN ANDALUZ DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

2 0 0 7 - 2 0 1 3

JUNTA DE ANDALUCIA
CONSEJERÍA DE INNOVACIÓN, CIENCIA Y EMPRESA

**El Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética fue aprobado en Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía con fecha 13 de noviembre de 2007**

**Edición**
Agencia Andaluza de la Energía
Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa
Junta de Andalucía

**Fotografías**
grupo entorno, Agencia Andaluza de la Energía, Andre Klaassen e Igor Balasanov (Dreamstime)

**Impresión**
Escandón Impresores. Sevilla

**Depósito Legal:** SE-

© de la edición: Agencia Andaluza de la Energía. Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa. Junta de Andalucía
© de las imágenes: sus autores

Impreso en papel reciclado 100%



# Índice

**Presentación**

**1. Introducción ..... 9**

**2. Contexto energético global ..... 13**
2.1. Cambio climático, la grave consecuencia de un modelo en crisis ..... 15
2.2. Un sistema energético vulnerable y dependiente ..... 19
2.3. Las políticas energéticas a nivel europeo y nacional ..... 21
2.4. Prospectiva tecnológica ..... 25

**3. La trayectoria de la política energética andaluza: balance del PLEAN 2003-2006 ..... 33**

**4. Situación energética de Andalucía ..... 51**
4.1. La estructura económico-territorial de Andalucía ..... 51
4.2. El escenario energético andaluz ..... 62
4.3. Análisis de las emisiones del sector energético andaluz ..... 77

**5. Un nuevo modelo energético para Andalucía ..... 81**
5.1. Una nueva cultura energética ..... 81
5.2. Un nuevo modelo energético para Andalucía ..... 84

**6. Objetivos del Plan ..... 95**

**7. Programas ..... 105**
7.1. Programa «La energía de los ciudadanos» ..... 106
7.2. Programa «Competitividad energética» ..... 111
7.3. Programa «Energía y administración» ..... 120
7.4. Programa «Infraestructuras energéticas» ..... 128

**8. Incidencia del Plan ..... 131**
8.1. Incidencia general sobre el desarrollo económico y empresarial ..... 133
8.2. Incidencia sobre el medio ambiente ..... 134
8.3. Efectos sobre otras políticas públicas ..... 141
8.4. Efectos estructurales ..... 145

**9. Presupuesto económico ..... 149**

**10. Seguimiento y evaluación ..... 153**
10.1. Metodología de seguimiento y evaluación propuesta ..... 153
10.2. Órganos de seguimiento y control ..... 156

**Anexo. Escenarios del Plan ..... 161**
A.1. Componentes de la evolución de la demanda ..... 161
A.2. Escenarios del Plan ..... 167

# Presentación



En las últimas décadas, la energía se ha convertido en el eje esencial del desarrollo económico mundial. Sin embargo, el incremento progresivo de la demanda energética en todos los sectores de actividad, sin tener en cuenta el carácter finito de las fuentes de energía en las que se asienta -básicamente combustibles fósiles-, el innegable impacto en el planeta del cambio climático y los conflictos internacionales a los que conducen la inseguridad del abastecimiento energético, son entre otros, síntomas evidentes del agotamiento del modelo vigente.

Esto hace indispensable construir un nuevo modelo energético basado en fuentes de generación de energía más limpias, eficientes y duraderas, que sustituyan a las energías fósiles tradicionales, que permitan diversificar nuestro abastecimiento energético y que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo a alcanzar los compromisos de sostenibilidad ambiental que hace una década se contrajeron en Kioto. La apuesta por las energías renovables es por tanto hoy, en todo el mundo occidental y en las nuevas economías emergentes, una necesidad ineludible y pasan a ocupar un lugar esencial en el nuevo paradigma energético.

El uso generalizado de las energías renovables nos va a permitir en Andalucía, poner en valor recursos autóctonos (el sol, el viento, el agua, la biomasa, etc.) que se nos ofrecen de manera gratuita e inagotable, disminuyendo de forma sustancial nuestra dependencia energética del exterior y contribuyendo al desarrollo sostenible de nuestro territorio, así como favoreciendo la creación de nuevos empleos y una mayor competitividad.

En este momento, en el que se abre para nuestra región un nuevo período de planificación energética, la Comunidad andaluza afronta la construcción de este nuevo modelo energético no sólo como una necesidad ambiental y económica, sino como una gran oportunidad industrial y tecnológica. Nuestro potencial eólico, solar y de biomasa es de gran relevancia en Europa y estamos en disposición de aprovecharlo para obtener liderazgo científico e industrial y convertirnos así, en una referencia internacional en el desarrollo de tecnologías relacionadas con la generación y el aprovechamiento de las energías renovables.

Somos conscientes de que el cambio hacia un nuevo modelo energético es inaplazable, por responsabilidad con las generaciones futuras y la preservación ambiental, y estamos convencidos de que actuar de manera decidida y efectiva reportará importantes beneficios al tejido industrial andaluz. Son muchas las oportunidades de desarrollo científico, tecnológico e industrial que brinda este contexto energético y nuestra ambición es la de estar y permanecer en la vanguardia de este ámbito en rápida expansión.

Articulado en clara consonancia con la estrategia europea y estatal, el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013 (PASENER) persigue dar respuesta a las necesidades de abastecimiento de energía sin generar desequilibrios territoriales, ambientales, económicos y sociales, en un contexto de desarrollo sostenible que asegure no sólo el bienestar de la sociedad andaluza actual, sino también el de las generaciones venideras.

Es un documento de planificación ambicioso a la vez que riguroso, con perspectiva de futuro, que trasciende de la tradicional planificación energética centrada hasta ahora en analizar cómo satisfacer una demanda sin valorar criterios de suficiencia y solidaridad. Para ello, establece como pilares del nuevo marco energético, la gestión de la demanda, la diversificación energética, el máximo aprovechamiento de los recursos autóctonos y la promoción de altos niveles de autosuficiencia en los centros de consumo.

A su vez, es un plan innovador en cuanto a su estructura, con programas dirigidos a los ciudadanos, a los agentes económicos y sociales y a las Administraciones Públicas. Todos compartimos protagonismo y responsabilidad al mismo tiempo y sin la implicación decidida de todos los andaluces, este cambio hacia un nuevo modelo energético no puede hacerse. Por ello, desde este plan se aboga por la creación de una conciencia colectiva, de una nueva cultura energética que valore la energía como un bien valioso y limitado, y actúe en armonía con ello.

El PASENER es la apuesta estratégica de Andalucía en el ámbito energético, para afrontar uno de los retos más importantes a los que nuestra sociedad se enfrenta hoy, el cambio del modelo energético. Andalucía tiene capacidad para transformar dicho reto en oportunidades y hacer de las energías renovables un nuevo recurso industrial, que ya se está traduciendo en creación de nuevas empresas, en afianzamiento de un sector empresarial innovador y de alto contenido tecnológico, en nuevos puestos de trabajo y en definitiva en una oportunidad de crecimiento, de cohesión social y de progreso en nuestra región.

*Francisco Vallejo Serrano*
**Consejero de Innovación, Ciencia y Empresa**



# 1

# Introducción

La planificación energética en Andalucía se enfrenta a un cambio de ciclo histórico marcado por la necesidad a escala planetaria de hacer frente de manera urgente y resolutiva al desafío que plantea abordar un suministro de calidad, seguro y suficiente de energía sin generar desequilibrios en el ecosistema global, especialmente los asociados al gran reto que plantea el cambio climático.

Hasta ahora, los estudios de planificación energética se habían centrado en prever la demanda de energía que la sociedad iba a requerir en un período de tiempo determinado; teniendo como objetivo cubrir dicha demanda bajo un planteamiento que consideraba ésta como un recurso infinito. Sin embargo, la demostrada afección que este planteamiento y el actual sistema energético tiene en el medio ambiente, y su importante contribución al calentamiento global del planeta, apremian a un cambio del modelo energético.

La planificación se enfrenta a un cambio de modelo energético que contribuya al desarrollo sostenible de Andalucía

El Plan Energético de Andalucía 2003-2006 supuso un primer paso hacia ese cambio, con la aprobación por el Consejo de Gobierno de objetivos muy ambiciosos en materia de energías renovables y ahorro y eficiencia energética.

El presente Plan profundiza en esa senda, persiguiendo la aproximación a un nuevo modelo energético que dé respuesta a las necesidades de abastecimiento de energía de la sociedad andaluza sin generar desequilibrios ambientales, económicos y sociales, en el contexto de un desarrollo sostenible para Andalucía.

Esta pretensión se sustenta en una base sólida constituida por un marco legal en sintonía con los cambios que se persiguen y por compromisos concretos en las distintas políticas transversales.

Así, la Reforma del Estatuto de Autonomía fija el marco competencial de la Comunidad Autónoma, en el que reconoce explícitamente estas políticas a partir de la definición de competencias compartidas en energía en instalaciones de producción, distribución y transporte, en fomento y gestión de las energías renovables y en eficiencia energética.

Entre los objetivos básicos de la Comunidad Autónoma, se establece el desarrollo industrial y tecnológico basado en la suficiencia energética, y entre los principios rectores contempla el impulso y desarrollo de las energías renovables, el ahorro y la eficiencia energética.

Para ello exhorta a los poderes públicos de Andalucía a potenciar las energías renovables y limpias, y a llevar a cabo políticas que favorezcan la utilización sostenible de los recursos energéticos, la suficiencia energética y el ahorro con el fin de evitar el cambio climático.

Asimismo, el documento general de planificación económica para el periodo 2007-2013, denominado "Estrategia para la competitividad de Andalucía" determina las orientaciones estratégicas básicas para el desarrollo de la actividad económica regional, considerándose referencia fundamental para el desarrollo de la planificación sectorial. Dicho documento, que dedica uno de sus ejes, en concreto el Eje 4 "Equilibrio territorial, accesibilidad y energía", al tema energético, se ha tomado como base para la redacción de este plan.

La coherencia de la planificación en materia de energía es fundamental para derivar el modelo actual hacia patrones sociales de sostenibilidad. De ahí que las premisas asumidas en este ámbito están recogidas en la planificación ambiental de la comunidad, en concreto en el Plan de Medio Ambiente de Andalucía 2004-2010.

De otra parte, y enmarcado en la Estrategia Autonómica ante el Cambio Climático adoptada en 2002 por Acuerdo de Consejo de Gobierno, el Plan Andaluz de Acción por el Clima 2007-2012: Programa de Mitigación, recoge entre sus áreas de actuación dos líneas estructurales de la política energética de la Junta de Andalucía: el fomento del ahorro y eficiencia energética y la promoción de las fuentes de energía renovables.

Cabe señalar que, como plan con incidencia en la ordenación del territorio, el PASENER ha tomado como base para su redacción lo establecido en el artículo 17 de la Ley 1/1994, de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía, como se indica en la Disposición Tercera del Acuerdo de 13 de julio de 2006, por el que se aprueba la formulación del mismo.

Por otro lado, la aprobación del Código Técnico de la Edificación mediante el Real Decreto 314/2006, el nuevo marco retributivo a las energías renovables establecido en el Real Decreto 661/2007, la Ley 2/2007 de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y la Eficiencia Energética de Andalucía y la consolidación de la Agencia Andaluza de la Energía como instrumento para alcanzar el objetivo de optimizar, en términos económicos y medioambientales, el abastecimiento energético de Andalucía, conforman un marco robusto en el que cimentar los pilares principales de la política energética de la Comunidad autónoma andaluza en los próximos años.



# 2

# Contexto energético global

El uso de la energía es una constante en todas las actividades realizadas por el hombre. Desde el aprovisionamiento de alimentos hasta las distintas formas de ocio, pasando por el desarrollo de la actividad laboral, la sanidad, la educación o el transporte, requieren de una gran inyección de energía para su ejecución, siendo mayor la necesidad de energía cuanto mayor es el grado de desarrollo de la sociedad que las demanda. La energía es la fuerza que hace que el mundo progrese.

El cambio climático y futuros problemas de abastecimiento energético apremian a un cambio del modelo energético actual

Desde que el hombre empezara a valerse de la energía para realizar las actividades más elementales, como calentarse o cocinar alimentos, hasta la actualidad, la humanidad ha recorrido un largo camino que le ha llevado a explotar los recursos energéticos de origen fósil sin considerar el carácter finito de éstos, sin tener en cuenta la limitada capacidad del planeta para renovar dichos recursos, ni las posibles afecciones sobre el medio ambiente o la salud. El gran salto adelante de la sociedad occidental urbana se produce de la mano del aprovechamiento del enorme potencial energético acumulado en los combustibles fósiles; primero el carbón, y después, con un crecimiento explosivo, el petróleo.

La palpable mejora experimentada en el siglo XX por la sociedad en relación con las tasas de supervivencia poblacional y los niveles de bienestar alcanzados, están relacionados con las grandes posibilidades de producción de bienes y servicios que han desencadenado los aprovechamientos de los combustibles fósiles.

Las mejoras derivadas de este desarrollo se han repartido de forma desigual en el mundo, aunque es innegable el avance demográfico y el incremento de capacidad de sustentación global de población experimentada por el planeta. Mientras que una parte del mundo cuenta con la energía necesaria para cubrir no sólo sus necesidades básicas sino también las nuevas demandas derivadas del modo de vida que han alcanzado las sociedades de los llamados países desarrollados, más de un tercio de la humanidad carece de suministro eléctrico o de combustibles líquidos y gaseosos. La tensión generada por estas desigualdades y la presión sobre los recursos derivada de la aspiración del conjunto de los países, alerta sobre los límites del actual modelo de desarrollo económico y social basado en un crecimiento sostenido de la demanda energética como factor ligado al grado de desarrollo.



Hasta finales del siglo pasado, las crisis energéticas estaban provocadas por conflictos relacionados con el control de los recursos o por dificultades coyunturales en el sistema de producción/distribución. Sin embargo, actualmente el tema central ya no son tanto problemas puntuales en el tiempo como cuestiones a largo plazo relacionadas principalmente con la escasez de las fuentes en las que se basa el modelo actual lo que deriva en conflictos internacionales basados en posicionamientos estratégicos en zonas de mayor producción.

Pero si bien es cierto que el bienestar social, el crecimiento económico y la competitividad empresarial de las regiones se ven amenazados por la **elevada vulnerabilidad del modelo ante futuros problemas de abastecimiento energético**, en los últimos años se ha introducido una nueva variable que está siendo sin duda la fuerza impulsora que está provocando el cambio a marchas forzadas de la percepción mundial de la cuestión energética: **el cambio climático derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero**.

Todo ello ha incidido de manera decisiva en las políticas energéticas adoptadas a nivel mundial y **particularmente en el marco energético europeo y nacional**, que progresivamente se van adaptando a los nuevos requerimientos mediante la introducción de aspectos novedosos en materia de energía y la formulación de importantes compromisos de cara a hacer frente a los nuevos condicionantes introducidos en el contexto energético en los últimos años.

Especialmente relevante será el **aspecto tecnológico, la innovación y la investigación**, claves para el desarrollo de las líneas estratégicas de actuación y el alcance de objetivos, principalmente en el campo de las energías renovables.

## 2.1. CAMBIO CLIMÁTICO, LA GRAVE CONSECUENCIA DE UN MODELO EN CRISIS

El objetivo que subyace en toda política actual es la búsqueda de la mejora de las condiciones de vida de la sociedad a la que va dirigida, atendiendo a criterios económicos, sociales y ambientales. Sin embargo, si se pretende que dicha mejora se mantenga o crezca en el tiempo, se generalice a todos los ciudadanos y no comprometa el bienestar de generaciones futuras, las actuaciones y medidas que se tomen al respecto han de estar coordinadas y ser analizadas de manera conjunta atendiendo simultáneamente al menos a tres dimensiones: social, económica y ambiental, lo que supone el camino para la consecución de un desarrollo que pueda identificarse como sostenible.

El término de desarrollo sostenible se definió en el llamado informe Brundtland (1987) de Naciones Unidas como aquel que permite *«satisfacer nuestras necesidades actuales sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer las suyas»*.

Hay un importante consenso en la comunidad científica sobre la realidad del cambio climático y la previsible gravedad de sus consecuencias

Paulatinamente, y de manera más acusada en los últimos años, la sostenibilidad ha ido introduciéndose en la agenda política de los países desarrollados, de tal manera que hoy día no se concibe un desarrollo que no incorpore esta premisa en sus fundamentos y no asuma los retos que plantea su consecución efectiva.

La energía constituye un nexo de unión fundamental entre los tres aspectos básicos de la sostenibilidad, ya que por su carácter transversal establece profundas relaciones con todas ellas. Es primordial para el crecimiento económico, para garantizar los servicios a la sociedad y tiene una indiscutible afección e interacción con el medio ambiente. Pero también la energía ha dado origen a los mayores desequilibrios, distando el desarrollo conseguido gracias a ella de la sostenibilidad.

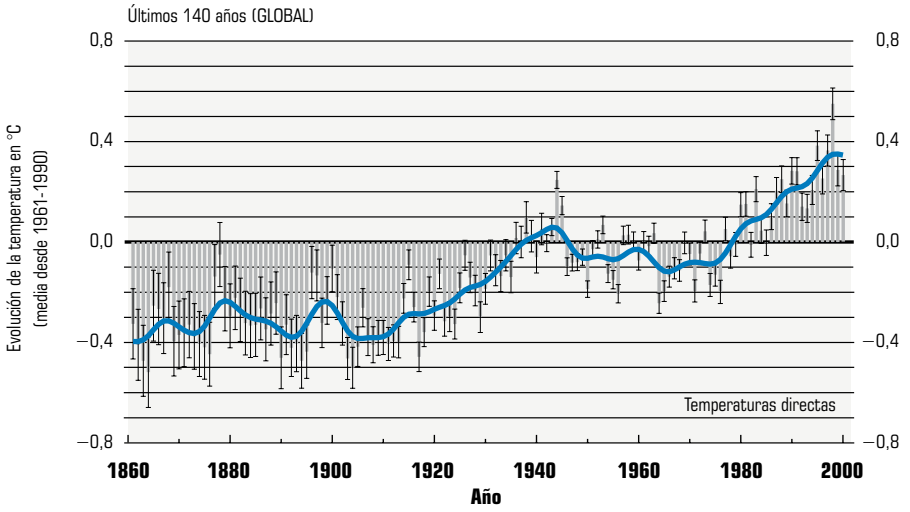
El calentamiento global observado en el Planeta, del que hasta hace pocos años se consideraban sólo suposiciones y «ruidos de fondo en una amplia escala de tiempo», han pasado a estar refrendado por la evolución que han seguido y la verosimilitud de diversos indicadores que a tal respecto se han presentado. Y las previsiones de futuro no son precisamente tranquilizadoras.

El tercer Informe General del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), de Naciones Unidas, advertía ya que más de la mitad de los efectos del cambio climático se deben a la actividad humana frente al efecto de la variabilidad natural del clima. En dicho informe se indica que, en promedio, la temperatura ha aumentado aproximadamente 0,6°C en el siglo XX y que el incremento medio de la temperatura de la tierra podría oscilar entre 1,4 y 5,8 ºC en 100 años, lo cual provocaría una considerable subida del nivel del mar debido a la expansión de océanos, cada vez más calientes, la alteración de patrones meteorológicos

y el incremento del número e intensidad de fenómenos extremos (sequías o inundaciones) como rasgos del clima futuro.

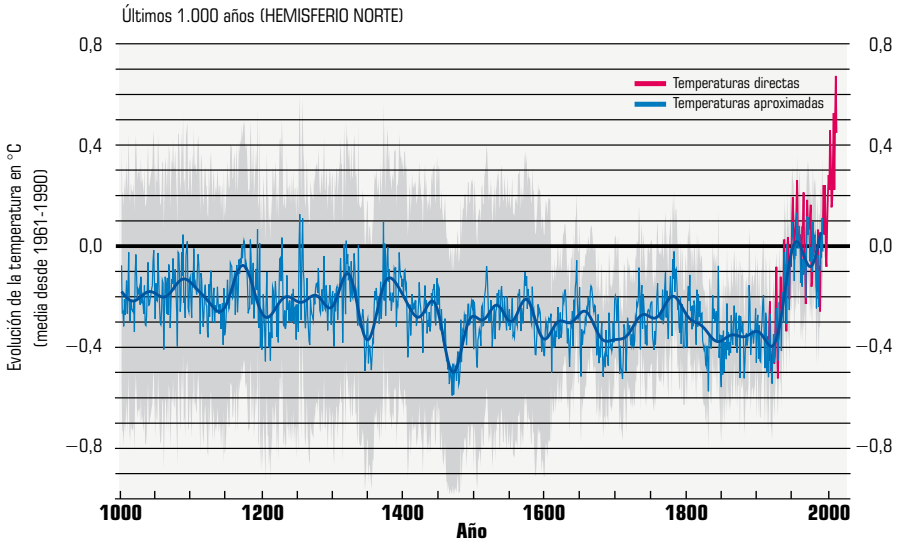
En febrero de 2007 se hizo público el cuarto informe IPPC. A primera vista podría parecer que tan sólo añade unas variaciones en las estimaciones del incremento de temperatura medio del planeta debido a las emisiones de gases de efecto invernadero, que se situarán este siglo entre 1,8 y 4 ºC, con una subida inicial de 0,2 ºC por década en las próximos 20 años, con subidas posteriores de 0,1 ºC por década. La situación podría ser aun peor con una horquilla de 1,1 a 6,4 ºC si se incrementa la población del planeta y no se toman medidas drásticas para cambiar el modelo de desarrollo. En esta ocasión se asevera que el efecto antrópico es el cau-

**GRÁFICO 1**
Variación de la temperatura global




FUENTE: IPCC

**GRÁFICO 2**
Variación de la temperatura global




FUENTE: IPCC

sante, con un 90% de probabilidad, del incremento de la temperatura de la atmósfera terrestre por la emisión de gases de efecto invernadero en la quema de combustibles fósiles.

Pero lo particularmente relevante de este informe es su "unanimidad" en las bases científicas del calentamiento que considera «inequívoco»: entre los manifiestos más dramáticos del informe se destaca que el **calentamiento climático de la tierra es irreversible.**

Es por ello que, en estos momentos, no es posible afrontar la política energética a ninguna escala sin considerar el calentamiento global observado en el planeta derivado de la probada relación entre las actividades del hombre y la alteración del clima. Es más, las cuestiones relacionadas con el cambio climático han colocado a la cuestión energética en todas las agendas y discursos de la política mundial.

El reto que plantea el cambio climático está movilizando al sector energético mundial, consecuencia del tratamiento prioritario que los gobiernos le están dando y que derivan en compromisos que inciden directamente en las políticas energéticas adoptadas.

En la Cumbre de 2005 de los países más industrializados del Planeta, celebrada en Glenables (Escocia), se abordaron los desafíos que el cambio climático y la garantía de una energía limpia platea en el marco de un desarrollo sostenible, acordando actuar de forma urgente y resolutiva. Para ello se marcaron una serie de líneas estratégicas de actuación en materia energética englobadas en un Plan de Acción en cuya ejecución desempeña un papel principal la Agencia Internacional de la Energía. En junio de 2007 y bajo el lema "Crecimiento y responsabilidad en la economía mundial", la Cumbre del G8 celebrada en Heiligendamm (Alemania) ratificó este compromiso con la protección del clima y el impulso de las áreas más relevantes para ello, eficiencia energética en edificación, nuevos motores y combustibles alternativos en transporte, captura y almacenamiento del carbono, energías renovables, etc.

En orden a establecer una estrategia para una energía sostenible, competitiva y segura, la Unión Europea recogió en 2006, en su Libro Verde, la necesidad de adoptar una nueva política energética para Europa, capaz de afrontar el cambio en el panorama energético necesario para obrar en pro del desarrollo sostenible de Europa basado en un crecimiento económico equilibrado y en la estabilidad de los precios, en una economía social de mercado altamente competitiva, tendente al pleno empleo y al progreso social, y en un nivel elevado de protección y mejora de la calidad del medio ambiente.

En España, y con el objetivo de integrar y revisar todos estos estudios y poner al día el estado de conocimiento existentes, la Oficina Española de Cambio Climático promovió durante los años 2003 y 2004 la realización del llamado proyecto ECCE (Efectos del Cambio

Climático en España), con el apoyo de más de 400 expertos, científicos y técnicos españoles e internacionales, cuyo informe final se publicó en 2005 (Evaluación Preliminar General de los Impactos en España por Efecto del Cambio Climático).

Aunque en estos documentos se recalca la complejidad de aplicar los modelos como herramientas predictivas a nivel local, se presume que la posición latitudinal, sus particularidades climáticas, orográficas y su esquema de desarrollo socioeconómico, hacen de Andalucía una región vulnerable al síndrome de efectos que supondría una alteración del clima.

Los efectos más destacados que se recogen en dicho informe son los siguientes, acordes con los resultados publicados por el IPCC:

- Variación del rango de temperaturas hacia extremos, con incrementos de temperatura media y la frecuencia de temperaturas extremas.
- Incremento de los episodios de sequías y afecciones a la disponibilidad de agua para uso urbano, para la agricultura y ganadería, pérdida de hidraulicidad y alteración de los ecosistemas fluviales por la pérdida continuada de caudal ecológico.
- Desertificación del territorio.
- Pérdidas de rendimiento agrícola.
- Afecciones al sector turístico por alteración de las condiciones de confort climático.
- Modificación del litoral.
- Afecciones al volumen de capturas en la pesca y a los ecosistemas marinos.
- Incremento de los riesgos de incendios de las masas boscosas.
- Pérdida del patrimonio genético regional por disminución de la biodiversidad y alteración de la composición de los ecosistemas.
- Efecto sobre la salud humana y la calidad de vida, con incrementos de las patologías respiratorias (alergias, asma,..), sumadas a los problemas de salud provocado por la pérdida de la calidad del aire en las zonas urbanas y limítrofes.
- Incremento del gasto para la reparación de daños producidos por catástrofes climáticas.

## 2.2. UN SISTEMA ENERGÉTICO VULNERABLE Y DEPENDIENTE

Además de la descompensación climática, el bienestar social, el crecimiento económico y la competitividad empresarial de las regiones se ven amenazados por la **elevada vulnerabilidad del modelo ante futuros problemas de abastecimiento energético**.

### La dependencia de energías fósiles: factor determinante para el desarrollo económico y el medio ambiente

Según cita la Comisión Europea en el Libro Verde *Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura [COM (2006) 105 final]*, las necesidades energéticas actuales de la Unión Europea se satisfacen en un 50% con productos importados, dependencia que podría elevarse hasta el 70% en los próximos veinte o treinta años si no se consigue otorgar una mayor competitividad a la energía autóctona. El mayor protagonismo lo seguirán ostentando los derivados de petróleo y el gas natural, cuyas importaciones crecerán desde el 82% y 57% actual respectivamente hasta el 93% y 84% en 2030[1].

Pero no sólo los países desarrollados demandan ingentes cantidades de energía. Las pautas de desarrollo económico y social de éstos son seguidas por aquellos países que aspiran a alcanzar la calidad de vida que gozan dichas sociedades, con el consecuente aumento de la demanda energética a nivel mundial.

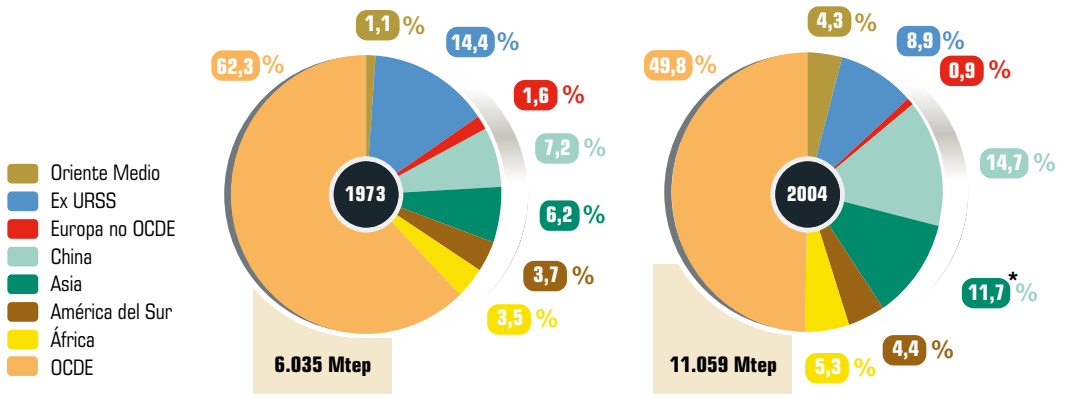



**GRÁFICO 3**
Distribución mundial del consumo de energía primaria 1973-2004

Excluye consumo de bunkers y saldo eléctrico.
* Excluye China

FUENTE:
Key World Energy Statistics 2006.
Agencia Internacional de la Energía

Según previsiones del World Business Council for Sustainable Development, a mediados de siglo la demanda de energía podría haberse duplicado, e incluso triplicado, siguiendo el ritmo de crecimiento de población y expansión de las economías hoy día emergentes. Y en la satisfacción de esta demanda, las fuentes de energía no renovables seguirán teniendo una participación primordial.

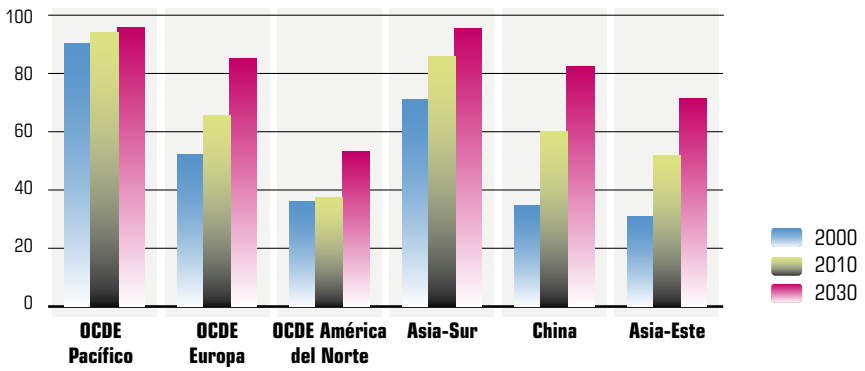
1 Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo, *Una política energética para Europa. 2007*



Así, países como China y la India, que suponen el grueso del aumento de la demanda energética mundial, podrían tener que importar en torno al 70% de la energía para cubrir sus necesidades a mediados de siglo.

Ya son muchas las evidencias del problema; escalada de precios del barril de crudo motivada por la creciente demanda mundial de petróleo, la incapacidad de la oferta para seguir dicho ritmo de crecimiento y el déficit existente a escala mundial en la capacidad de refino. Muchos son los que pronostican que a principios de la década que viene se producirá lo que se denomina «peak-oil» o el cénit de la producción, que comenzará a descender una vez superado dicho pico. Y los primeros en padecer las consecuencias serán aquellos que más dependen del petróleo.

**GRÁFICO 4**
Evolución de la dependencia exterior del petróleo (% sobre demanda total)




FUENTE:
30 Key Energy Trends in the IEA and Worldwide. Agencia Interionacional de la Energía

## 2.3. LAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS A NIVEL EUROPEO Y NACIONAL

El impacto ambiental ocasionado desde la extracción de las fuentes de energía hasta el uso de éstas, los elevados precios de la energía, los problemas de suministro para hacer frente a una demanda creciente, y el desigual acceso a la energía, entre otros, son la base de la problemática energética mundial y afecta, consecuentemente, a las políticas que en materia de energía se desarrollen a nivel europeo y nacional.

Dichas políticas constituyen el marco de referencia a la hora de realizar la planificación energética andaluza.

Durante estos últimos años, y como consecuencia de los nuevos condicionantes introducidos en el contexto energético derivados de la insostenibilidad del actual modelo de suministro y consumo de energía, la Unión Europea ha ido definiendo su estrategia para la consecución de un sistema energético que garantice la seguridad en el abastecimiento energético, que sea competitivo, eficiente y catalizador del desarrollo económico, que cree empleo y proteja la salud y el medio ambiente. Para ello estableció los siguientes objetivos estratégicos de actuación:

- Promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables, en cumplimiento de las disposiciones recogidas en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Plantea como objetivo que en 2010 el 22,1% del consumo total de electricidad en la Unión Europea se cubra con electricidad generada a partir de fuentes renovables.

- Fomentar la utilización de biocarburantes u otros combustibles renovables como sustitutivos del gasóleo o la gasolina a efectos de transporte, Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, estableciendo como referencia alcanzar en 2010 un porcentaje de consumo de biocarburantes del 5,75% medido sobre la base del contenido energético de toda la gasolina y todo el gasóleo comercializados en los mercados de la Unión Europea con fines de transporte.

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para el período 2008-2012 en un 8% en relación con los niveles de 1990, de acuerdo con el Protocolo de kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático. (Decisión del Consejo 2002/358/CE, relativa a la aprobación, en nombre de la Comunidad Europea, del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones sobre el Cambio Climático y al cumplimiento conjunto de los compromisos contraídos con arreglo al mismo).

Actuar de inmediato sobre las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la energía (el 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la Unión Europea) supone abordar los otros grandes desafíos que amenazan la sostenibilidad del sistema; reducir las emisiones conllevará utilizar menos energía y de manera más eficiente, con mayor protagonismo de las fuentes de energía renovables producidas localmente, promoviendo el desarrollo de tecnologías energéticas limpias y de baja emisión.

De esta manera, combatir el cambio climático supondrá limitar la vulnerabilidad que tiene la Unión Europea como consecuencia de las elevadas importaciones de hidrocarburos y por tanto limitar la exposición a la volatilidad del precio de éstos, proporcionando un mercado energético más competitivo, fomentando la innovación y el empleo.

La Unión Europea plantea objetivos cada vez más ambiciosos en las políticas de fomento de energías renovables y de ahorro y eficiencia energética

A pesar de los esfuerzos que se están llevando a cabo, el cumplimiento de los objetivos asumidos por parte de la Unión Europea sobre todo en lo que a energías renovables se refiere, están todavía lejos de alcanzarse. Según la comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo[2], los avances registrados en la aportación de las fuentes de energía renovables a la estructura primaria de consumo no son suficientes y de seguir así es poco probable que se alcance una aportación de más del 10%[3].

No obstante, la Unión Europea sigue planteando objetivos cada vez más ambiciosos enmarcados en su política de fomento de energías renovables y de ahorro y eficiencia energética.

Considerando el papel fundamental de una política energética sostenible para la consecución de los objetivos sobre el clima, el Consejo Europeo adoptó en la Cumbre de Primavera de 2007, el *Plan de Acción del Consejo Europeo (2007 – 2009). Política Energética para Europa* con base en los tres principios de seguridad en el suministro, eficiencia y compatibilidad ambiental. En dicha Cumbre se adoptaron los siguientes compromisos vinculantes:

1. **Reducción del uso de energía primaria global en un 20% para 2020.**

2. **Ampliación del porcentaje de energías renovables, en la estructura de energía primaria, al 20% para 2020.**

3. **Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión Europea en un 20% como mínimo, en 2020 con respecto a 1990.**

2 Programa de trabajo de la energía renovable. Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible. COM (2006) 848 final.

3 La cuota de energías renovables en el consumo de energía primaria en la UE 25 en el año 2005 se situó en el 6,38%, según datos del 6º Informe del Estado de las energías renovables en Europa realizado por Obser'ER: OBSERVATORIO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES.

Adicionalmente, se recogió el acuerdo voluntario de la necesidad de un compromiso internacional de **ampliar la reducción de emisiones hasta un objetivo del 30%**, condicionado a la adopción de este mismo acuerdo por otros países industrializados, dado que las emisiones de gases de efecto invernadero mundiales deben reducirse hasta un 50% con respecto a las de 1990 en 2050 y ello supondría reducciones en los países industrializados del 60-80% para ese año.

El Plan de Acción incluye igualmente referencias claras a la solidaridad energética entre los Estados Miembros, la responsabilidad en la conformación de los mix energéticos nacionales, la seguridad de los suministros, política energética internacional e I+D en nuevas tecnologías energéticas. Los objetivos de ahorro e innovación serán reforzados por decisiones sobre los mercados de gas y de electricidad que incluyan el desacoplamiento entre la generación y los operadores de la red.

El siguiente cuadro resume los objetivos comprometidos por la UE en el marco de una ambiciosa política europea integrada sobre clima y energía:

**CUADRO 1**
Principales hitos de la política energética de la Unión Europea

| | | |
|---|---|---|
| **Energías renovables** | Porcentaje de energías renovables en la estructura de consumo de energía primaria | 12% en 2010 |
| | | 20% en 2020 |
| | Porcentaje de energías renovables en la producción de energía eléctrica | 22% en 2010 |
| | Porcentaje de biocombustibles respecto al consumo de carburantes para automoción | 5,75% en 2010 |
| | | 10% en 2020 |
| **Ahorro y eficiencia energética** | Reducción del consumo de energía primaria | 20% en 2020 |
| | Reducción de la intensidad energética | 1% anual hasta el año 2010 |
| **Emisiones** | Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en el conjunto de la UE con respecto a 1990 | 8% en 2012 |
| | | 20% en 2020 |
| | | 30% en caso de acuerdos con otros países industrializados |

El proceso de cambio que se está produciendo en el entorno energético mundial y comunitario, dirigido a establecer una nueva regulación del sistema energético, se traslada al **ámbito nacional español** donde en estos años han visto la luz numerosos documentos estratégicos, normativos y reglamentarios, dirigidos a alcanzar objetivos propios, así como los compromisos adquiridos por la Unión Europea.

Entre las iniciativas puestas en marcha en España, destacan el establecimiento de un marco regulador dirigido a establecer la progresiva liberación de los mercados eléctrico y gasista, con el objetivo de garantizar la seguridad y calidad del suministro, compatibilizándola con la protección efectiva del medio ambiente. Así, desde el 1 de enero de 2003, todos los consu-

midores pueden elegir suministrador, adelantándose de esta manera al calendario europeo que establecía como fecha tope julio de 2007.

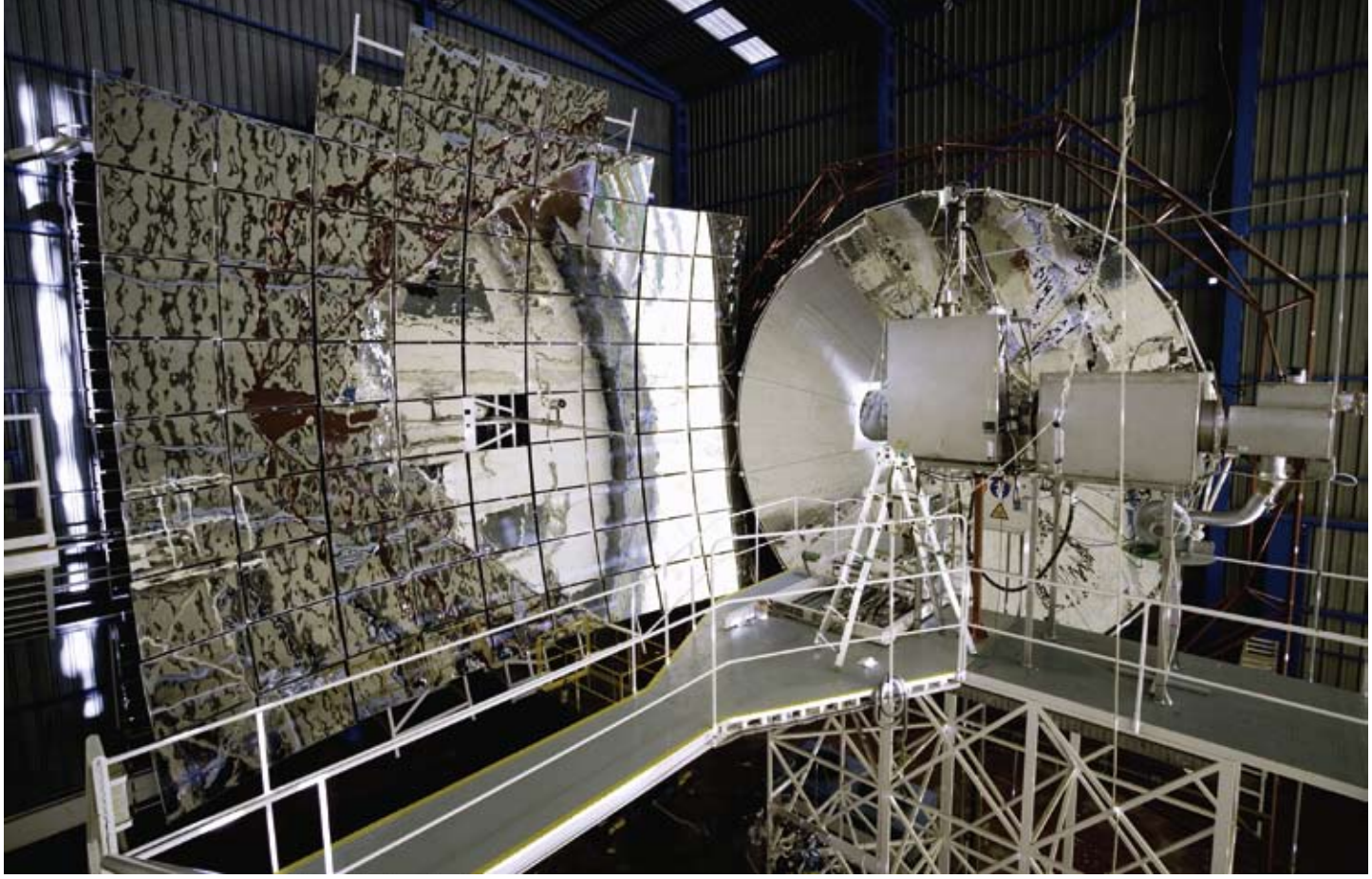
Las energías renovables, el ahorro y la eficiencia energética y la innovación en tecnología son claves para afrontar el cambio climático

Por otra parte, España ha asumido el compromiso de limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero un 15% por encima de las emisiones correspondientes al año 1990 en 2012, en el marco del Protocolo de Kioto. Los Planes Nacionales de asignación aprobados hasta la fecha, correspondientes al período 2005-2007 y 2008-2012, marcan la hoja de ruta a seguir para alcanzar dicho objetivo. En febrero de 2007 se presentó la Estrategia Española de Cambio Climático, en la que se recogen una serie de políticas y medidas con las que mitigar los efectos del cambio climático y facilitar el cumplimiento de los compromisos internacionales adquiridos por España.

Las energías renovables, el ahorro y la eficiencia energética y la innovación en tecnologías y procesos, son claves para afrontar el desafío que plantea el cambio climático y la elevada dependencia energética exterior de los combustibles fósiles. La política energética nacional ha asumido como objetivos prioritarios los marcados por la Unión Europea, como así recogen, entre otros, el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 o el Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012.

Piedra angular de esta política es el establecimiento de un sistema estable de primas que garanticen la producción eléctrica con tecnologías limpias mediante una adecuada rentabilidad a la actividad de producción en régimen especial. Este es el objetivo del nuevo Real Decreto 661/2007, que sustituye al anterior Real Decreto 436/2004 y que añade mejoras en la retribución de las tecnologías para de este modo poder alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010, así como los compromisos contraídos por España a nivel comunitario. Con el desarrollo de estas tecnologías, las energías renovables en España cubrirán el 12% del consumo de energía en el año 2010.

**La política energética y de protección del clima en Europa, se ha plasmado en los tres objetivos estratégicos que se recogen en el nuevo Plan de Acción Energético Europeo, aprobado por el Consejo Europeo: seguridad en el suministro, eficiencia y compatibilidad ambiental. Para alcanzarlos hay que actuar en las áreas prioritarias de generación y consumo energético, así como en la de emisiones, asumiendo los compromisos de adaptación (año 2020: 20% reducción de consumo, introducción del 20% de renovables, recorte de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%). España recoge ese testigo, dotándose de toda una serie de herramientas jurídicas, normativas y de planificación para abanderar el proceso de transformación necesario para hacer efectivos esos compromisos.**





## 2.4. PROSPECTIVA TECNOLÓGICA

Tanto la política europea como la política nacional, apuntan al desarrollo tecnológico y las ecoinnovaciones como uno de los pilares de la respuesta energética a los graves problemas puestos de manifiesto con anterioridad. El factor tecnológico y el margen de maniobra que éste posibilite a la actuación pública, se convierte en punto crítico de la política energética. Las innovaciones se centran en dos aspectos: generación renovable y aplicación de la tecnología del hidrógeno en generación, almacenamiento y transporte. En cuanto a las tecnologías renovables de posible implantación destacan, entre otras, las siguientes:

**Centrales solares termoeléctricas**: tecnología de torre y tecnología de colectores solares distribuidos, con amplio rango de tamaño que dé elevada versatilidad en las aplicaciones. La reducción de los costes, el desarrollo de sistemas de almacenamiento y la producción directa de vapor en el colector, son los principales retos tecnológicos que la investigación y la innovación tendrán que solventar.

**Solar térmica de baja temperatura:** el futuro de la energía solar térmica de baja temperatura pasará, en regiones cálidas como la nuestra, por su aplicación en la refrigeración para la climatización de espacios mediante absorción, frente al tradicional sistema de compresión. Aunque existen diversos tipos de sistemas intermedios como el de absorción, adsorción desecante y de inyección de vapor, el sistema que reúne unas mejores características para la refrigeración de edificios es el de absorción denominándose comúnmente como máquina de absorción. Las mejoras vienen de la mano de incrementos en el coeficiente de eficiencia (COP) ligadas a la temperatura alcanzada en los colectores. La refrigeración solar por absorción pasa por el uso de tecnologías de elevado rendimiento como los tubos de vacío siendo necesario que se popularice este sistema para lograr un abaratamiento.

**Fotovoltaica:** la tendencia que se perfila está encaminada al desarrollo de nuevos materiales que aseguren unos elevados rendimientos, junto con la integración de los sistemas fotovoltaicos como elementos constructivos. La investigación en el campo de los nuevos materiales y nuevos métodos de fabricación reducirán costes y aumentarán los rendimientos de los actuales sistemas fotovoltaicos basados en silicio.

Los sistemas de concentración fotovoltaica que permitan reducir el área de la célula solar o el desarrollo de tecnologías, hoy día experimentales, basadas en el empleo de materiales orgánicos que se convierten, bajo ciertas condiciones, en conductores de corriente eléctrica, con las propiedades mecánicas de los tradicionales plásticos como la transparencia y flexibilidad, tendrán aplicación directa en el sector de la construcción, e incluso en la fabricación de tejidos y materiales.

Los nuevos procesos de obtención de los semiconductores tradicionales abaratarán el coste actual. A corto plazo los líquidos iónicos harán factible la producción de paneles fotovoltaicos construidos con semiconductores tradicionales (Si, Ge), pero con procesos de fabricación mucho más económicos.

Los líquidos iónicos, composites orgánicos, composites orgánico-inorgánicos, nanocristales de semiconductores como CdSe o CdTe o las heterouniones inorgánicas: células solares construidas íntegramente con dos nanocristales inorgánicos diferentes, CdTe y CdSe, despuntan como líneas futuras de desarrollo de la energía solar fotovoltaica.

**Energía eólica**: los avances en I+D+i en eólica deberán centrarse tanto en los componentes físicos en los sistemas de control y en la necesidad de acercar esta tecnología a su gestionabilidad para adaptarse mejor al sistema eléctrico. Entre los aspectos específicos en los que es necesario innovar, cabe mencionar: los aerogeneradores tripala, transmisión directa, operación a velocidad variable, control de paso individualizado para cada pala, bajas velocidades

de arranque, etc. Otro aspecto en el que trabajar es el relacionado con los aerogeneradores de gran potencia adecuados para zonas de menor potencial de viento. Otro campo de gran desarrollo tecnológico será la eólica off-shore, que podrá compartir infraestructuras con la energía mareomotriz.

**Biomasa:** los esfuerzos en innovación en esta fuente renovable se deberán centrar en el desarrollo de cultivos específicos, de sistemas de densificación de la biomasa lignocelulósica, de logística para el transporte, de maquinaria agrícola especializada y de tecnologías aptas para la obtención de la misma (cultivos energéticos, residuos agrícolas, forestales, etc) y en los sistemas de conversión energética. Dentro de estos últimos, la tecnología de gasificación y pirólisis deberá ser convenientemente desarrollada, junto con los sistemas de depuración de gases que posibilite el funcionamiento adecuado de las instalaciones.

Además, dentro de la generación de energía térmica, se requiere un esfuerzo importante en innovación al objeto de integrar los sistemas de calderas y el almacenamiento del biocombustible en los edificios. Otro aspecto significativo es el uso de la biomasa en centrales de friío-calor en distritos, para lo cual se requiere una evolución adecuada tanto de la tecnología de conversión energética con biomasa como de máquinas de absorción de distintos tamaños y usos finales. En otro orden de cosas, la co-combustión de biomasa con otros combustibles (por ejemplo; el carbón), requiere la adaptación y desarrollo de nueva tecnología.

**Biogás:** es necesario realizar un esfuerzo importante en el desarrollo de tecnología de digestión anaerobia, así como de control de los procesos a fin de posibilitar el uso de un gran número de residuos, favoreciendo la aparición de los sistemas de co-digestión.

**Biocarburantes:** en este caso, los esfuerzos en innovación se deberán centrar en el desarrollo de las tecnologías de segunda generación, propiciando así un uso más extenso e indiscriminado de biomasa para la fabricación de los biocarburantes, un coste de producción inferior y un balance energético-ambiental más positivo que el actual.

**Geotérmica:** El futuro desarrollo de esta tecnología pasa por el abaratamiento de los costes de perforación con nuevas técnicas de taladro. Dentro de las opciones que se están considerando, la de roca seca caliente (HDR) con inyección de n-pentano a presión está considerada la más adecuada.

**Energía del mar:** bajo este concepto se suscriben diferentes aprovechamientos energéticos; la energía mareomotriz o variación del nivel de las mareas, energía de las corrientes marinas, energía de las olas en superficie marina o por choque contra la costa, energía osmótica por diferencias de salinidad y energía maremotérmica con aprovechamiento en ciclo

Rankine. El desarrollo tecnológico de máquinas debe pasar por adaptar el periodo de onda de la ola al óptimo de aprovechamiento de la máquina.

**Combinaciones entre diferentes tecnologías:** La necesidad de una producción eléctrica menos contaminante ha fomentado la investigación de las combinaciones de gas natural con biomasas que disminuyen el riesgo de dependencia y abastecimiento del combustible.

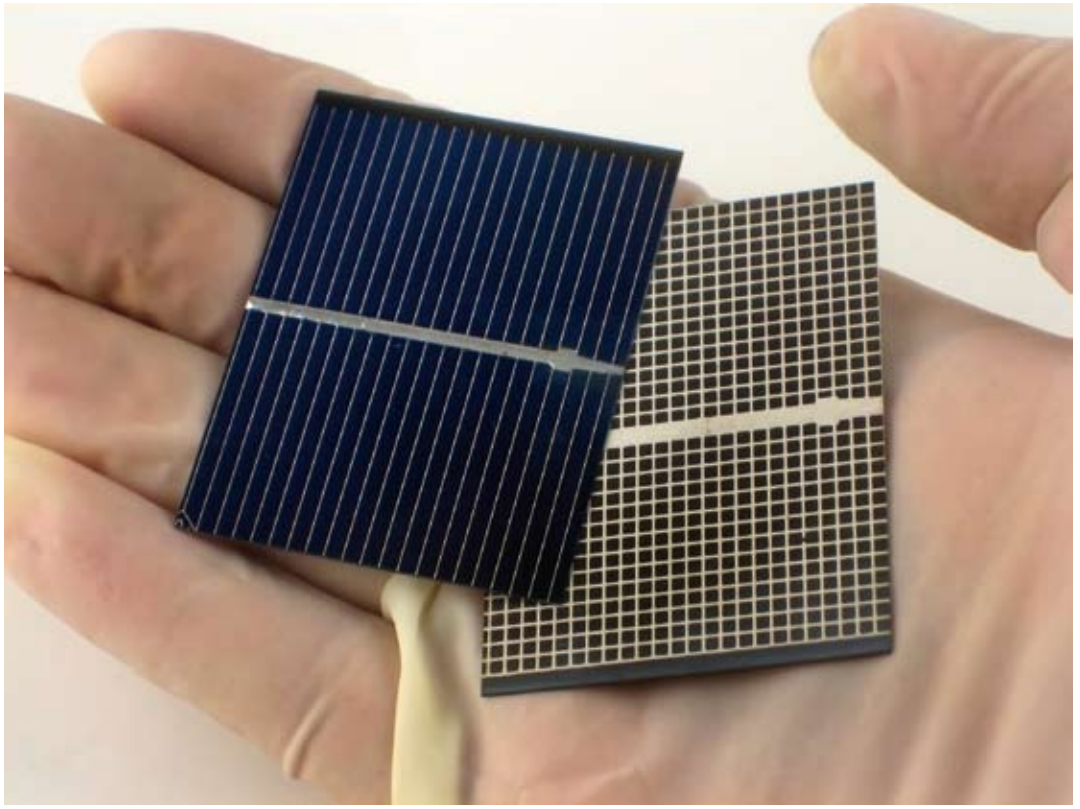
La flexibilidad de las instalaciones de energías renovables permiten prácticamente cualquier asociación entre ellas, tanto para la producción eléctrica (eólica – solar fotovoltaica, biogás – hidroeléctrica, etc.), térmica (solar térmica – biomasa, etc.) e incluso mixtas generación térmico-eléctricas (motores Stirling con seguimiento fotovoltaico, etc.) o de frío - calor (sistemas solares térmicos con máquina de absorción, combinaciones con aprovechamientos geotérmicos como focos fríos en maquinas de absorción, reduciendo los consumos).

**Redes de energía**: el concepto de red evoluciona hacia un sistema que integre y gestione la generación distribuida en todo el territorio, con nuevas tecnologías de almacenamiento y nuevos vectores energéticos. Las tecnologías de autogestión de la demanda y autoproducción se convertirán en la base del sistema de abastecimiento y supondrán una concepción radicalmente distinta en la gestión e interconexión de las redes de flujos energéticos. Cada centro tendrá la capacidad de autogestionar la demanda y su cobertura con nuevas tecnologías y sistemas de acumulación.

Junto a la generación mediante fuentes renovables, se convierte en tema crítico la resolución del almacenamiento de energía y el transporte. En este sentido, hay que destacar el avance en las nuevas tecnologías de almacenamiento y transporte de hidrógeno que actuará como vector para la introducción de las energías renovables en el sistema energético, al eliminar el carácter intermitente inherente a estos recursos. A su vez, el desarrollo de tecnologías renovables emergentes supondrá nuevas oportunidades de generación de hidrógeno, alcanzándose elevados volúmenes de producción.

Los sistemas energéticos y tecnologías basadas en el hidrógeno y pilas de combustible se generalizarán en aplicaciones para el transporte, sistemas estacionarios y aplicaciones portátiles. El hidrógeno almacenará y transportará la energía previamente producida en los puntos de consumo, para posteriormente recuperar su contenido energético de forma eficaz mediante pilas de combustible. De esta manera se cubrirán de una manera eficiente, segura y limpia, las demandas de electricidad, calor y frío en los diferentes sectores de actividad.

Distintas alternativas de producción de hidrógeno con fuentes renovables serán las siguientes: energía solar térmica que permita alcanzar altas temperaturas y elevada eficiencia en la



producción; aplicaciones basadas en la fotólisis, utilizando la energía solar para disociar el agua directamente mediante células fotovoltaicas, al igual que hoy día los paneles actuales se usan para generar electricidad; producción de hidrógeno mediante energía eólica, gasificación de biomasa, o tecnologías basadas en el uso de los biocarburantes, etc.

Esto requerirá un importante trabajo en I+D+i, dirigido a conseguir mayor eficiencia en la conversión de energías renovables, diseño de electrolizadores o el desarrollo de la electrónica de control, entre otros.

El desarrollo de la adecuada infraestructura para la producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno abrirá nuevos mercados a su consumo final. Las pilas de combustibles habrán adaptado su tamaño en función de las distintas aplicaciones de éstas, ofreciendo distintas soluciones para toda una gama de potencias. Su uso se extenderá tanto en aplicaciones estacionarias (agua caliente sanitaria o calefacción) como en aparatos portátiles.



Pero será la aplicación en el transporte lo que supondrá el mayor impacto en la demanda de hidrógeno. Una adecuada red de estaciones de llenado y el desarrollo de las pilas de combustible, junto con la aplicación de soluciones para el almacenamiento del combustible en el vehículo, impulsarán la elevada penetración de su uso en la automoción. Otros sectores como el marítimo o la aeronáutica se beneficiarán de estos desarrollos.

En resumen, la prospección tecnológica, como herramienta indispensable para la articulación de medidas de acción, muestra todo un nuevo universo de activos de futuro en la eficiencia en el uso de la energía y en el empuje necesario en el campo de las tecnologías renovables.

A continuación se indican las tendencias de referencia positiva para cada uno de los sectores principales de actuación de la política energética y otras políticas transversales, tanto en lo que se refiere al proceso de innovación tecnológica como a las características que se demandan a esa tecnología en la aplicación del nuevo modelo energético:

**CUADRO 2**
Tendencias de referencia positiva por sectores de actuación de la política energética

| | |
|---|---|
| **Transporte** | • Prevalencia del transporte colectivo.<br>• Ligero.<br>• Nuevos materiales.<br>• Vehículos de alta eficiencia.<br>• Potenciación del ferrocarril para las mercancías.<br>• Tecnologías de emisiones de carbono cero en el transporte terrestre. Hidrógeno (pilas de combustible). Biocarburantes. |
| **Edificios** | • Edificios de alta eficiencia energética (máxima calificación).<br>• Autosuficiencia energética mediante aprovechamiento de recursos renovables.<br>• Uso mayoritario de TIC.<br>• Empleo de pilas de combustible.<br>• Gestión energética individualizada.<br>• Sistemas de almacenamiento. |
| **Movilidad** | • Disminución del número de desplazamientos diarios (trabajo, educación, etc).<br>• Nueva estructura de las ciudades basada en un diseño a menor escala según perfiles de actividad diaria (trabajo, estudio, ocio, consumo…). |
| **Producción** | • Tecnologías más eficientes y mayor capacidad de gestión individualizada.<br>• Uso mayoritario de TIC.<br>• Formación en cuanto al uso energético para la adecuada toma de decisiones.<br>• Internalización de los costes energéticos.<br>• Aprovechamiento máximo de recursos renovables. |
| **Agricultura** | • Uso de maquinaria y de sistemas de regadío eficientes.<br>• Uso de energías renovables distribuidas de pequeña potencia.<br>• Uso de biocarburantes.<br>• Reducción en el uso de fertilizantes y fitosanitarios.<br>• Expansión de nuevos sistemas agrarios energéticamente más eficientes.<br>• Adecuación de las estructuras de las explotaciones.<br>• Introducción de criterios de eficiencia energética en el diseño y construcción de instalaciones ganaderas. |
| **Generación eléctrica** | • Protagonismo de las fuentes de energías renovables.<br>• Hidrógeno y nuevos fluidos energéticos.<br>• Sistemas distribuidos de generación.<br>• Almacenamiento distribuido e interconectado. |
| **Redes energéticas** | • Nuevas redes de interconexión entre centros distribuidos.<br>• Redes de energía térmica (frío-calor).<br>• Redes de hidrógeno. |


3

# La trayectoria de la política energética andaluza: balance del PLEAN 2003-2006

La política energética de la Comunidad Autónoma se ha formulado en sintonía con los principios y criterios de las políticas europeas y nacionales; apostando por la diversificación de fuentes de energía seguras y con bajas emisiones de carbono, la descentralización de la generación y la mayor eficiencia energética.

En el año 2001 se acuerda la formulación del Plan Energético de Andalucía 2003-2006 (PLEAN 2003-2006), con el que se cierra un ciclo en el que, sin lugar a dudas, la planificación energética y la propia concepción del sistema energético en Andalucía ha alcanzado el rango que corresponde a una sociedad avanzada.

El PLEAN 2003-2006, al margen de objetivos puramente energéticos, ha sido el primer documento integrador de la política energética con el resto de políticas de la Junta de Andalucía, y también el primero de sus características en ser consensuado en el marco de los acuerdos de Concertación Social, concretamente en el ámbito del V Acuerdo de Concertación Social, aprobado en Consejo de Gobierno y firmado entre la Junta de Andalucía, la Confederación de Empresarios de Andalucía y las Organizaciones Sindicales.

Visto desde una perspectiva amplia, el PLEAN 2003-2006 fue un paso que era necesario dar, ambicioso en sus planteamientos, sobre todo si se tiene en cuenta que en su gestación no había un marco retributivo adecuado y estable para la energía eléctrica generada en régimen especial (cogeneración y renovables). Tan sólo la energía eólica contaba con una prima que hacía rentable la promoción de proyectos.

Entre los hechos acaecidos en los años de vigencia del PLEAN 2003-2006, destacan la consolidación de un marco retributivo tanto a la inversión como a la producción para las tecnologías renovables, el desarrollo reglamentario derivado de la legislación básica energética y el fuerte crecimiento de la demanda energética en Andalucía.

Entre los logros del Plan destacan el importante avance en el conocimiento de la realidad energética de Andalucía, el haber alcanzado la autogeneración eléctrica, y, sin duda, la apertura del camino para la implantación masiva de tecnologías de aprovechamiento de recursos renovables en la comunidad autónoma, que ha permitido visualizar aspectos relevantes para

la toma de decisiones en las políticas públicas. Respecto al ahorro energético, en 2006 se ha reducido por primera vez el consumo de energía final en un 1,7%, aunque el importante desarrollo económico de Andalucía en estos años ha contribuido a que el ahorro haya sido menor del esperado.

Uno de los objetivos estratégicos del PLEAN 2003-2006 era la creación de la Agencia Andaluza de la Energía. Esta entidad de derecho público adscrita a la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa entró en funcionamiento en 2005 y, desde entonces, ha ejercido las funciones que se le encomendaron en la Ley 4/2003. La constitución de la Agencia ha venido a reforzar y centralizar las distintas actuaciones que en materia energética se desarrollan en la Comunidad, incrementándose notablemente los recursos destinados a ello. Entre sus funciones destacan la gestión de los incentivos económicos para el fomento de las energías renovables, el ahorro y la eficiencia energética, el desarrollo de infraestructuras, así como el fomento de la política energética de la Comunidad.

El PLEAN 2003-2006 hizo posible importantes avances en cuanto a la mejora y sostenibilidad del sistema energético andaluz

Otro de los compromisos adquiridos en el PLEAN fue la promulgación de la Ley de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y Eficiencia Energética en Andalucía. En 2006, el Consejo de Gobierno aprobó su Anteproyecto, trámite previo a su aprobación definitiva por el pleno del Parlamento Andaluz en marzo de 2007. Dicha Ley sitúa a la Comunidad Autónoma a la vanguardia de España en la regulación de las Energías Renovables. Establece la primacía de las fuentes renovables sobre el resto de fuentes y regula el ahorro y la eficiencia energética comenzando con el mandato que realiza a los poderes públicos de establecer los instrumentos jurídicos necesarios para su impulso. Como fin último, la Ley persigue la consecución de un sistema energético sostenible y de calidad para Andalucía.

Junto a lo anterior, para cumplir los objetivos recogidos en el PLEAN 2003-2006, se estableció un marco de incentivos económicos. En los dos primeros años de vigencia del Plan, coexistieron cuatro órdenes de incentivos en materia energética[4]; mediante las que se regulaba la concesión de incentivos para promover el uso de tecnologías y recursos renovables, el ahorro y la mejora de la eficiencia energética en los sectores consumidores, así como la generación distribuida en la Comunidad andaluza.

La aprobación en el año 2005 de la Orden de 18 de julio, supuso un avance al unir en una única Orden las cuatro anteriores. Como novedades principales de esta Orden destaca la bonificación de los tipos de interés de los créditos bancarios como modalidad de incentivo, además de los incentivos directos a fondo perdido, la introducción de la tramitación telemática, la ampliación de los posibles beneficiarios así como el ámbito de los proyectos in-

4 Orden de 21 de enero de 2000, Orden de 22 de junio de 2001, Orden de 24 de enero de 2003 y Orden de 31 de julio de 2003.

centivables, incorporando proyectos de logística de abastecimiento de biomasa y un amplio abanico de líneas de incentivos al ahorro y la eficiencia energética.

En estos años, se ha doblado el número de proyectos incentivados en relación a las anteriores convocatorias de órdenes de ayudas en materia energética, con un total de 9.821 proyectos aprobados, desde su publicación hasta el 31 de diciembre de 2006.

**CUADRO 3**
Proyectos incentivados mediante la Orden de 18 de Julio

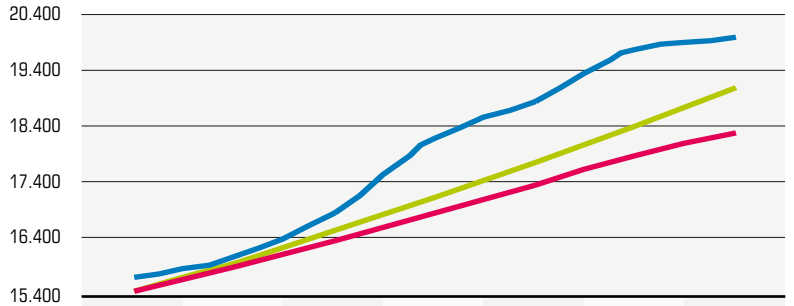
| Clase de proyecto | Número | Peso | Inversión (€) | Incentivo (€) | % Medio |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 Ahorro y eficiencia energética | 412 | 4.2% | 109.695.065 | 16.263.856 | 14,8 |
| 2 Producción eléctrica en régimen especial | 23 | 0.2% | 36.490.618 | 11.384.628 | 31,2 |
| 3 Energías renovables | 9.141 | 93,1% | 44.323.674 | 15.737.578 | 35,5 |
| 4 Producción biocombustibles y preparación de combustibles sólidos | 15 | 0,2% | 280.699.896 | 16.315.405 | 5,8 |
| 5 Proyectos de logística de biomasa | 14 | 0,1% | 6.226.306 | 2.449.204 | 39,3 |
| 6 Transporte y distribución de energía | 111 | 1,1% | 25.931.913 | 7.874.360 | 30,4 |
| 7 Auditorías, estudios de viabilidad y acc. Divulgativas | 105 | 1,1% | 8.149.134 | 3.255.738 | 40,0 |
| **Total** | **9.821** | **100%** | **511.516.606** | **73.280.768** | **14,3** |

La cuantía económica de los incentivos alcanzó los 73,3 M€, de los que el 22,3% se destinó a proyectos de producción de biocombustibles y preparación de combustibles derivados de la biomasa, el 22,2% a ahorro y eficiencia energética y el 21,5% a energías renovables. La producción eléctrica en régimen especial copó el 15,5 % del total, destinándose el resto de incentivos a proyectos de transporte y distribución de energía, auditorías energéticas y estudios de viabilidad y a proyectos de logística de biomasa.

En cuanto al análisis de la **coyuntura energética** en el transcurso del PLEAN 2003-2006, destaca la evolución del consumo de energía primaria en Andalucía, que aumentó un 27,5%, cuatro puntos porcentuales por encima del escenario tendencial previsto. Esta diferencia se acentúa comparándola con el escenario de referencia del Plan, escenario de ahorro, donde se planteaban crecimientos del 18,5%, 9 puntos por debajo de la evolución real del periodo de planificación.

Sin embargo, en el año 2006 el crecimiento del consumo de energía primaria fue del 1%, rompiéndose la tendencia alcista de años anteriores cuando el crecimiento medio anual estaba en el 4,8%.

**GRÁFICO 5**
Evolución del consumo de energía primaria entre 2000 y 2006



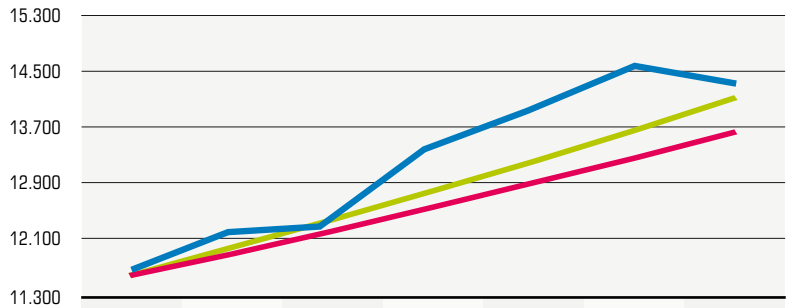

UNIDAD: ktep.

FUENTE: Agencia Andaluza de la Energía.

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Tendencial | 15.425,2 | 15.949,7 | 16.491,9 | 17.102,1 | 17.734,9 | 18.391,1 | 19.054,3 |
| Ahorro | 15.425,2 | 15.863,3 | 16.329,7 | 16.826,1 | 17.330,9 | 17.850,8 | 18.279,4 |
| Real | 15.658,1 | 16.035,3 | 16.826,5 | 18.158,9 | 18.834,9 | 19.754,3 | 19.958,1 |

Asimismo, la reducción del consumo de energía final[5] observada en 2006 ha corregido en parte la tendencia divergente de años anteriores respecto a los escenarios de referencia, situándose al final del período un 1,4% por encima de la demanda prevista para este año en el escenario tendencial, con un incremento acumulado del 22,7% y una tasa media de variación anual del 3,5%.

**GRÁFICO 6**
Evolución del consumo de energía final entre 2000 y 2006




UNIDAD: ktep.

FUENTE: Agencia Andaluza de la Energía.

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Tendencial | 11.569,3 | 11.955,8 | 12.354,4 | 12.766,3 | 13.192,0 | 13.631,8 | 14.086,3 |
| Ahorro | 11.569,3 | 11.887,1 | 12.213,6 | 12.549,2 | 12.893,9 | 13.248,1 | 13.612,0 |
| Real | 11.631,3 | 12.178,0 | 12.325,5 | 13.463,4 | 13.925,6 | 14.525,1 | 14.276,5 |

5 Para el cálculo de la evolución del consumo de energía final en los dos escenarios propuestos en el Plan Energético de Andalucía 2003-2006 se incluyeron los consumos propios del sector energético. Según la nueva metodología adoptada, estos consumos no se contabilizan dentro de la demanda final, por lo que las cifras reales de consumo final no los incluyen.

La revisión de los datos correspondientes a la demanda de querosenos en Andalucía, derivada de la información facilitada por las fuentes consultadas (CLH y Petresa), modifican el balance energético recogido en el Plan Energético de Andalucía para el año 2000, por lo que los consumos de energía primaria y final en el escenario real difieren del recogido en los escenarios tendencial y de ahorro para ese año.



La presión ejercida por el creciente consumo de energía se ve reflejada en la intensidad energética primaria[6], definida como el cociente entre el consumo de energía en un territorio y su Producto Interior Bruto. Este indicador, medida de la eficiencia en el uso de la energía para la producción de los bienes y servicios necesarios en el proceso de desarrollo de un país o región, presenta una evolución creciente en la Comunidad andaluza, igual que a nivel nacional. En el conjunto de la Unión Europea este indicador se ha reducido un 1% medio anual.

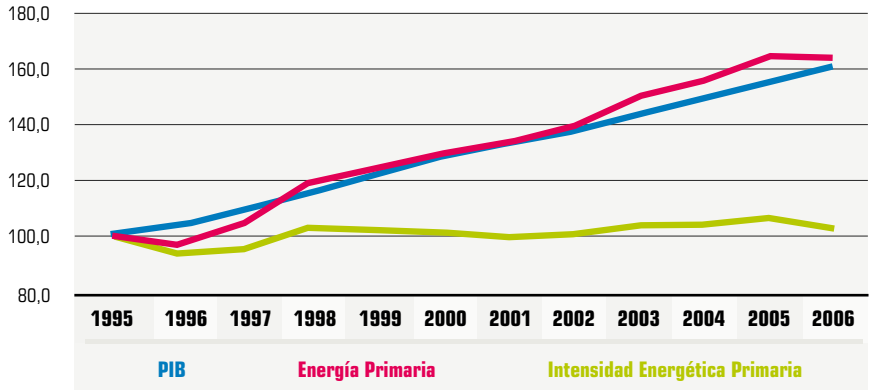



**GRÁFICO 7**
Evolución de la intensidad energética primaria en Andalucía

UNIDAD:
ktep.

FUENTE:
Instituto de Estadística de Andalucía y Agencia Andaluza de la Energía.

Para la consecución del objetivo marco que formuló el PLEAN, *conseguir un sistema energético andaluz: suficiente, eficiente, racional, renovable, respetuoso con el medio ambiente y diversificado*, el Plan estructuró las actuaciones en cuatro grandes apartados: fomento de las energías renovables, ahorro y eficiencia energética, infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, e infraestructuras de transporte y distribución gasista.

6 La intensidad energética puede venir referida a energía primaria, intensidad energética primaria, o a energía final, denominándose entonces intensidad energética final. A su vez se puede calcular este indicador particularizando para cada uno de los sectores de consumo: industria, transporte, residencial, servicios, primario y sector energético.

## Fomento de las energías renovables

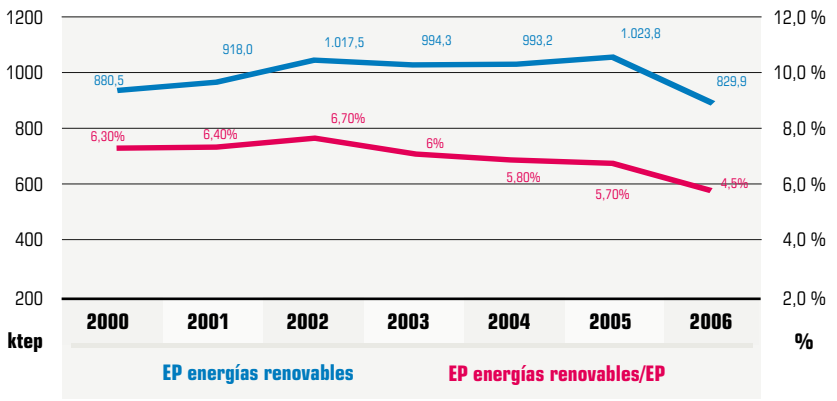
El aporte medio de las energías renovables a la estructura de energía primaria de Andalucía entre los años 2003 y 2006 ha sido de 960,3 ktep, un 6,5% más que el producido en el período 1995-2002.

Este indicador está fuertemente influenciado por el aprovechamiento de la biomasa con fines energéticos, pues esta energía viene a representar en estos años un 80% del consumo total de energías renovables en Andalucía. Así, el calendario de lluvias y las campañas agrícolas tienen gran incidencia en esta aportación, siendo especialmente significativa la campaña de aceituna.

Durante el periodo de vigencia del Plan, se ha producido una exportación de biomasa a otros países de la Unión Europea, debido fundamentalmente a la existencia de un marco retributivo en España que no podía competir con los precios alcanzados para este combustible en otros países. Esta situación se ha corregido gracias a la aprobación del RD 661/2007 que supone un avance en la remuneración de las instalaciones de energía eléctrica con biomasa respecto de la situación anterior. Además, en 2006, la reducción de un 40% de la campaña de recogida de la aceituna con respecto a años anteriores ha provocado un recorte en la cantidad de biomasa (orujillo) utilizada con fines energéticos. Esta cuestión coyuntural ha influido en el suministro a las instalaciones existentes que utilizan este combustible, que ha disminuido en este periodo.

El aporte medio de las energías renovables a la estructura de energía primaria[7] entre los años 2000 y 2006 ha sido del 5,9%, porcentaje muy influenciado por el fuerte crecimiento de la demanda que se ha comentado anteriormente. El efecto coyuntural del descenso de biomasa en la campaña de la aceituna situó el aporte de energías renovables en 2006 en el 4,5%.

**GRÁFICO 8**
Evolución del consumo y porcentaje de energía primaria procedente de fuentes renovables




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

7 La energía primaria no incluye los usos con fines no energéticos

En el siguiente cuadro se resume el grado de cumplimiento de los objetivos que se establecieron al inicio del período de planificación y los valores paramétricos en Andalucía, es decir, potencia instalada en cada una de las tecnologías renovables, excepto en biomasa térmica y biocarburantes, que se miden en términos de energía, y en energía solar térmica (medida en m² instalados).

**CUADRO 4**
Valores paramétricos de las instalaciones de energías renovables en Andalucía

| Energías renovables por tecnologías | | 2000 | 2003 | 2006 | Objetivo PLEAN | Grado de cumplimiento de objetivo | 2007 ( e) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Hidráulica régimen especial | MW | 83,2 (a) | 101,7 | 129,8 | 107,2 (a) | 121,1% | 129,8 |
| Hidráulica régimen ordinario | MW | 474,7 | 464,2 | 464,2 | (b) | (b) | 464,2 |
| Eólica | MW | 147,3 | 234,1 | 607,9 | 2.700,00 | 22,5% | 1.600,0 |
| Solar fotovoltaica aislada (c) | kWp | 3.391,70 | 4.554,30 | 5.779 | 6.076,30 | 95,1% | 6.400,0 |
| Solar fotovoltaica conectada | kWp | 245,7 | 3.593,40 | 15.425,00 | 4.423,70 | 348,7% | 50.000,0 |
| Solar térmica | m2 | 130.552 | 223.696 | 347.182 | 411.552 | 84,4% | 380.000,0 |
| Solar termoeléctrica | MW | 0 | 0 | 11 | 100 | 11,0% | 11,0 |
| Biomasa uso térmico | ktep | 638,7 | 578,1 | 367,5 | 643 | 57,2% | 600,0 |
| Biomasa generación eléctrica | MW | 51,3 | 114 | 164,6 | 164 | 100,4% | 181,0 |
| Biocarburantes consumo | ktep | 0 | 21 | 36,1 | 90 | 40,1% | 50,0 |

(a) Ajustes de potencia posteriores a la publicación del PLEAN han dado lugar a un cambio en la situación a 31-12-2000, pasando de 78 MW a 83,2 MW. Teniendo en cuenta que el objetivo es incrementar la potencia instalada en 24 MW en el horizonte del año 2006, se han modificado las cantidades absolutas para ese año y los objetivos intermedios.

(b) El PLEAN no recoge un objetivo específico para hidráulica en régimen ordinario; sin embargo, la energía aportada por ésta si imputa en el cómputo global del consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables. No incluye el bombeo.

(c) Incluye mixtas y microeólica.

(e) Estimación.

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

Por tecnologías, el cumplimiento de objetivos en cuanto al aporte de las energías renovables a la estructura de energía primaria de Andalucía ha sido muy satisfactorio en el caso de la biomasa para generación eléctrica –donde se ha superado el objetivo marcado-, hidráulica en régimen especial –con un 121,1% de grado de cumplimiento- y para la energía solar fotovoltaica. En este último caso, el grado de cumplimiento se ha situado en el 201,9%, siguiendo una tendencia de crecimiento exponencial, cuadruplicando casi el objetivo en el caso de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red, y cubriéndose en un 95% el de instalaciones fotovoltaicas aisladas.

Andalucía es la primera comunidad autónoma en instalaciones de energía solar térmica de baja temperatura, habiéndose instalado 216.630 m² desde el año 2000, lo que ha supuesto un acumulado en 2006 de 347.182 m², con un grado de cumplimiento del objetivo del PLEAN próximo al 85%.

En cuanto a la tecnología termosolar, la única central puesta en marcha en Europa está en Andalucía. En 2004 se establece el régimen retributivo favorable para este tipo de tecnología, aunque el periodo de desarrollo tecnológico y de construcción de la plantas es más

amplio. Actualmente existen 11 MW en funcionamiento, en construcción aproximadamente 190 MW, y un número importante de centrales en promoción, con lo que Andalucía es uno de los principales referentes de esta tecnología en el mundo.

El sector de los biocarburantes en Andalucía se encuentra en proceso de desarrollo acelerado. En 2006 el consumo de biocombustible ascendió a 36,1 ktep, frente a los 90 ktep propuestos en el PLEAN en este año. Sin embargo, es un sector en auge puesto que ya existe una planta en funcionamiento, seis plantas en producción y puesta en marcha de biocarburantes puros y aditivos y otras 20 plantas en construcción y desarrollo del proyecto, que supondrán una producción de más de 3 millones de tep/año.

Con respecto a la biomasa, el trasvase del combustible disponible al término del período desde los usos térmicos hacia las plantas de generación eléctrica, -donde como se ha señalado se han superado los objetivos que marcaba el plan energético-, y la exportación de biomasa en estos últimos años a otros países europeos, ha hecho que el objetivo de consumo para uso térmico se haya cubierto en un 57,2%.

En energía eólica, tras la resolución definitiva de todas las ZEDEs (Zonas Especiales de Evacuación) en 2004, se coordinaron actuaciones entre todos los actores involucrados para obtener el máximo de MW eólicos instalados en el menor período posible. En la actualidad, existe autorización de conexión a la red de transporte para 3500 MW, lo que supone una garantía absoluta para su instalación. De ellos, cerca de 1.000 MW están ya en funcionamiento, en construcción muy avanzada se encuentra otros 2.000 MW, y 500 MW en promoción. El resto hasta el objetivo global previsto en el PLEAN (4.000 MW), serán objeto de una próxima oferta de asignación de puntos de conexión.

El cuadro 4, en su última columna, recoge una estimación de cierre del ejercicio 2007 con los valores paramétricos de las distintas tecnologías renovables. Con dicha columna se pretende poner de manifiesto el avanzado grado de desarrollo por el que transcurre la instalación de este tipo de tecnologías en Andalucía, acercándose paulatinamente al cumplimiento de los objetivos marcados, que ha sufrido un desplazamiento temporal motivado por diversos factores ya mencionados, y que augura un cambio sustancial en la aportación de las fuentes renovables dentro de la comunidad autónoma.

Las previsiones apuntarían a que la energía eólica podría aumentar un 163% respecto al cierre de 2006, con la puesta en marcha de 1.000 MW en 2007 derivados del trabajo que lleva realizándose en los últimos años dentro del procedimiento establecido por la administración central, y que en este último ejercicio ofrece buenas perspectivas para los próximos años, afianzando el camino hacia el cumplimiento efectivo de los objetivos recogidos en el PLEAN.



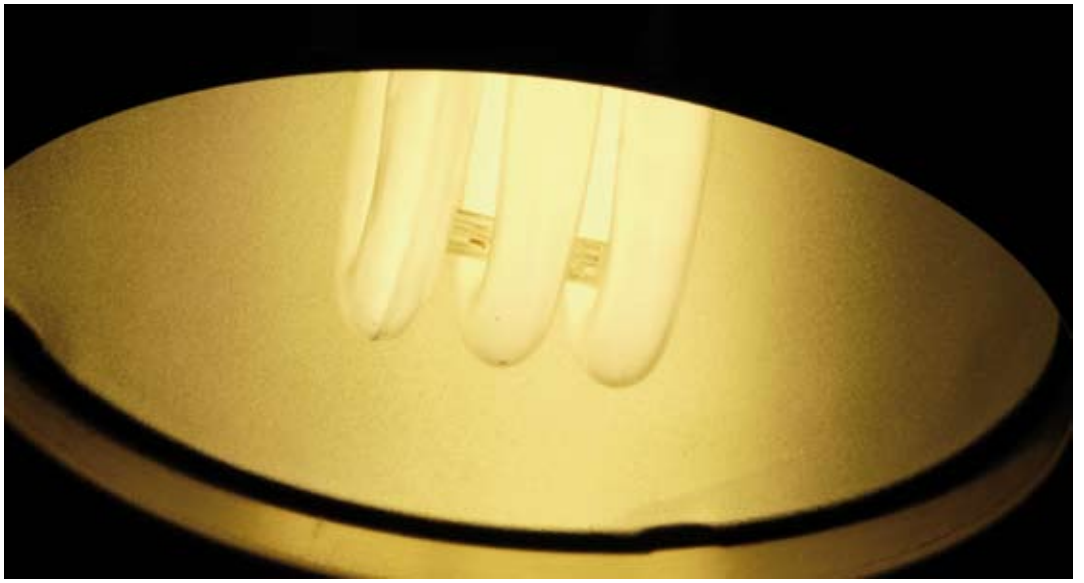
La aportación conjunta de toda la biomasa a la estructura de energía primaria crecería un 68% en 2007, circunstancia motivada en gran parte por el establecimiento de un marco retributivo competitivo con los precios pagados por dicho combustible en otros países, frenando así la exportación, y por los buenos resultados de la campaña de aceituna, que ha incrementado notablemente el combustible disponible.

La solar fotovoltaica se incrementaría un 166% en función de la puesta en marcha de los proyectos construidos y que han obtenido la autorización administrativa en las distintas provincias andaluzas, a la espera de resolver su conexión definitiva a la red.

Por tanto, si se alcanzan las estimaciones anteriores, y adjudicando un número de horas de funcionamiento para dicho ejercicio según la puesta en marcha efectiva de los mismos, la aportación de las energías renovables a la estructura de energía primaria de la comunidad andaluza se situaría en 1.376 ktep, lo que representa un crecimiento respecto a 2006 del 65,8% y una aportación a la matriz de energía primaria del 7,34% [8], lo que evidenciaría el excelente comportamiento de las distintas tecnologías renovables en el último año y el inicio de un cambio sustancial en la participación de estas fuentes en la cobertura de la demanda energética de Andalucía.

En cuanto a la energía eléctrica generada con fuentes renovables, ésta ascendería a 3.436 GWh, lo que representaría un 8% de la energía eléctrica total generada en la comunidad autónoma.

8 La energía primaria consumida en Andalucía (excluidos consumos no energéticos) ascendió en 2006 a 18.488,9 ktep. Según los datos recabados de las distintas compañías que operan en nuestra región y suponiendo que la fuerte apuesta llevada a cabo por la Junta de Andalucía en políticas de ahorro y eficiencia energética da los frutos esperados, el consumo de energía primaria en 2007 estaría próximo a los 18.750 ktep, un 1,4% superior a la cifra de 2006.



## Ahorro y eficiencia energética

El importante crecimiento económico que estamos viviendo en los últimos años, ha provocado un aumento de la demanda de energía, influyendo, como ya se ha comentado, en el grado de ahorro esperado. No obstante, por primera vez, durante el año 2006 se redujo la tendencia de crecimiento en el consumo de energía primaria al 1% debido, en parte, a las medidas puestas en marcha durante los años 2005-2006 que han derivado en un ahorro para Andalucía de 159.146 tep/año, es decir, el consumo anual en electricidad de cerca de medio millón de personas. Ahorro que se ha producido sobre todo en el sector productivo.

Los nuevos instrumentos disponibles, como la Orden de Incentivos para el desarrollo energético sostenible y la reciente aprobación del Código Técnico de la Edificación y de la Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía, que desarrolla y amplía el alcance del certificado energético no sólo a los edificios sino también a las instalaciones industriales, van a suponer importantes avances en la mejora de la eficiencia energética en la Comunidad Autónoma en los próximos años.

La consecución efectiva de objetivos de ahorro energético tendrá que sustentarse en el futuro en incentivos concretos a tecnologías y procesos. Un ejemplo claro de esto ha sido el éxito conseguido a través de la Orden de Incentivos para el Desarrollo Sostenible de Andalucía de 18 de julio de 2005, que ha incorporado como novedad las líneas de apoyo al ahorro energético, que han propiciado en gran medida, el ahorro antes mencionado.

## Infraestructura de generación, transporte y distribución de energía eléctrica

El PLEAN pretendía alcanzar, al menos, la autogeneración eléctrica en el año 2006, equiparar los estándares de calidad de servicio en Andalucía a los del conjunto nacional y seguir mejorando la infraestructura de transporte y distribución eléctrica, de forma que se garantizara la evacuación y el transporte de toda la electricidad generada.

Andalucía alcanzó en 2005 la autogeneración eléctrica. La mayor generación eléctrica en la Comunidad, derivada de la ampliación del parque generador andaluz con la puesta en funcionamiento de 4.790 MW de ciclo combinado a gas natural así como de nuevos parques eólicos y plantas de biomasa, supuso que la Comunidad Autónoma andaluza dejara de ser una región históricamente importadora de energía eléctrica para convertirse en exportadora de electricidad.

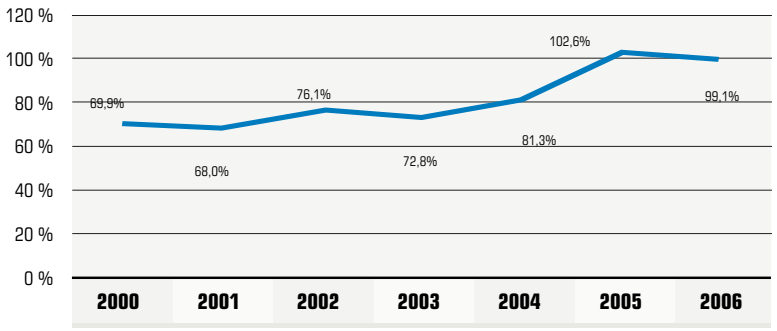



**GRÁFICO 9**
Evolución del grado de autogeneración eléctrica

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

Desde finales del año 2000, la potencia eléctrica instalada en Andalucía se ha duplicado, pasando de 5.183,3 MW a 10.805,7 MW. Este incremento ha venido de la mano de tecnologías más eficientes y con niveles de emisión muy inferiores a las del parque de generación eléctrica existente al inicio de dicho período.

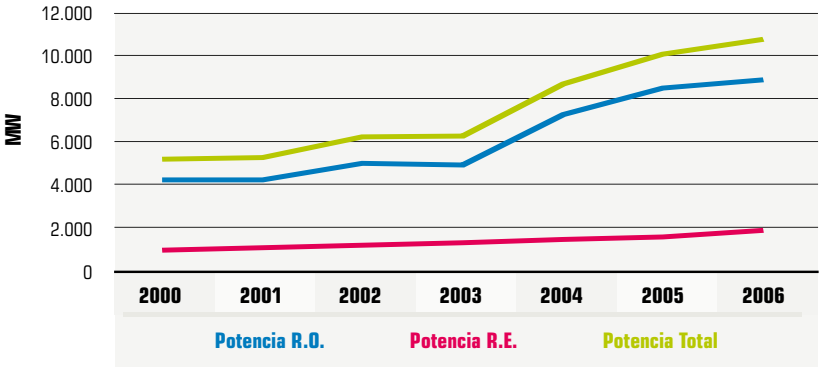



**GRÁFICO 10**
Evolución de la potencia instalada en Andalucía 2000-2006

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

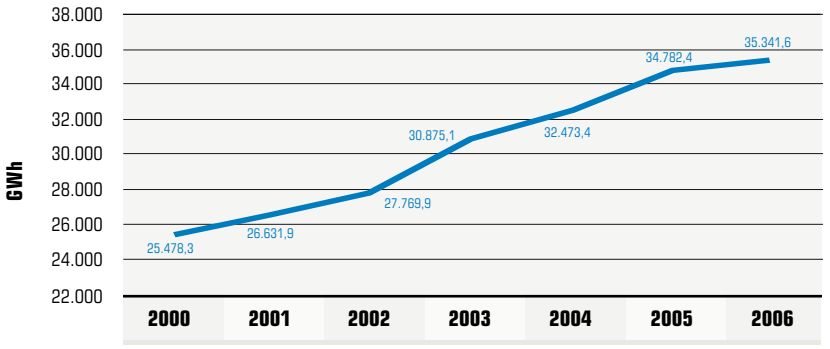
**CUADRO 5**
Datos de evolución de la potencia instalada en Andalucía

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

| Potencia (MW) | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Régimen ordinario** | 4.213,7 | 4.218,3 | 5.012,3 | 4.940,3 | 7.262,3 | 8.493,2 | 8.936,2 |
| **Régimen especial** | 969,6 | 1.068,2 | 1.201,1 | 1.310,9 | 1.443,1 | 1.591,0 | 1.869,5 |
| **Potencia total** | 5.183,3 | 5.286,5 | 6.213,4 | 6.254,2 | 8.705,4 | 10.084,2 | 10.805,7 |

La sucesiva ampliación de la potencia instalada ha cubierto el fuerte incremento de demanda eléctrica en estos últimos años, consecuencia del desarrollo económico y social de Andalucía. La demanda final de energía eléctrica en la Comunidad Autónoma de Andalucía ha experimentado un continuo crecimiento aunque se ha atenuado en 2006. Éste crecimiento ha sido generalizado en los distintos sectores de actividad hasta 2005, disminuyendo en 2006 el consumo del sector primario y de la industria, por este orden. En el periodo considerado, el crecimiento acumulado fue del 38,7%, siendo del 1,6% durante el 2006, hasta alcanzar los 35.341,6 GWh en dicho año.

**GRÁFICO 11**
Evolución del consumo final de energía eléctrica

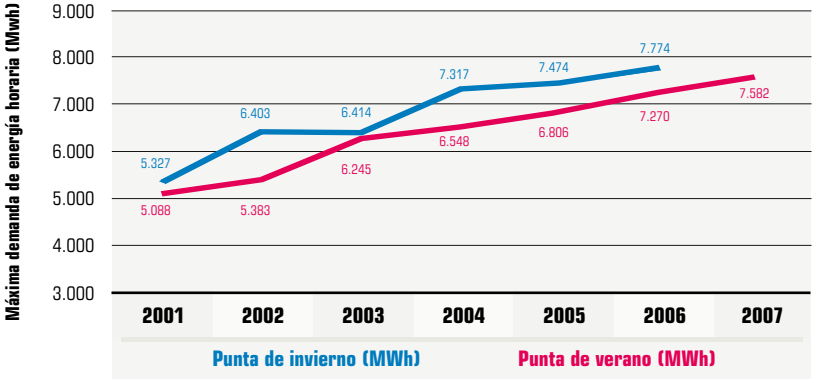



Incluye autoconsumos y excluye el consumo del sector transformador

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

Al igual que la demanda acumulada, las puntas de invierno y verano han presentado una tendencia fuertemente alcista en el período de vigencia del Plan.

**GRÁFICO 12**
Evolución de las puntas de demanda




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía y Endesa Distribución Eléctrica.



La longitud total de los circuitos de la red de transporte y distribución de más de 50 kV crecieron un 7% en el periodo 2003-2006, situándose en 13.573 km. al finalizar 2006.

En la siguiente tabla se recoge los kilómetros de líneas existentes de transporte y distribución por escalones de tensión.

**CUADRO 6**
Extensión de la red eléctrica

| | Tensión (kV) | 2003 (km) | 2006 (km) |
|---|---|---|---|
| **Red de Transporte** | 400 | 1.297 | 1.543 |
| | 220 | 2.615 | 2.644 |
| **Red de Distribución** | 132 | 2.896 | 2.955 |
| | 66-50 | 5.871 | 6.432 |
| **Total** | | **12.679** | **13.573** |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía y Endesa Distribución Eléctrica.

En el periodo de vigencia del PLEAN, la capacidad de transformación en subestaciones creció un 42,1%. En la siguiente tabla se recoge la potencia de transformación existente por niveles de tensión.

**CUADRO 7**
Capacidad de transformación de la red eléctrica

| Tensión (kV) | Potencia (MVA) 2003 | Potencia (MVA) 2006 |
|---|---|---|
| 400/220 | 6.720 | 9.720 |
| 400/132 | 180 | 780 |
| AT/AT | 10.607 | 14.249 |
| AT/MT | 10.322 | 14.788 |
| **Total** | **27.829** | **39.537** |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía y Endesa Distribución Eléctrica.

En el periodo 2003-2006 el número de kilómetros de líneas aéreas y subterráneas de media tensión aumentaron un 4,2% y un 32,3% respectivamente. En baja tensión, la extensión de las líneas aéreas se incrementó en un 3,4%, siendo el crecimiento de las líneas subterráneas del 9,2%. La potencia de los centros de transformación se incrementó un 16,0%.

La siguiente tabla recoge los valores paramétricos de la red de distribución de energía eléctrica de media y baja tensión.

**CUADRO 8**
Valores paramétricos de la red eléctrica en media y baja tensión

| | 2003 | 2006 |
|---|---|---|
| **Líneas aéreas de media tensión (km)** | 35.971 | 37.490 |
| **Líneas subterráneas de media tensión (km)** | 8.028 | 10.625 |
| **Líneas aéreas de baja tensión (km)** | 51.269 | 53.029 |
| **Líneas subterráneas de baja tensión (km)** | 13.040 | 14.243 |
| **Centros de transformación (nº) (1)** | 50.248 | 45.787 (2) |
| **Potencia de los centros de transformación (MVA) (1)** | 13.813,2 | 16.021,2 |

(1) Incluye sólo centros de distribución con transformación MT/BT.
(2) La disminución se debe a una depuración de la base de datos de Endesa Distribución Eléctrica.

FUENTE:
Endesa Distribución Eléctrica.

Por otra parte, a raíz de las incidencias en el suministro de energía eléctrica que tuvieron lugar en el verano de 2004, la Junta de Andalucía creó en dicho año la Unidad de Coordinación, Seguimiento y Control del Suministro de Energía Eléctrica con la finalidad de realizar el seguimiento continuado de los parámetros eléctricos e incidencias en el suministro.

Los indicadores de calidad de suministro, como el Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI) y el Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada (NIEPI), han mejorado considerablemente en estos años y están en franco proceso de convergencia hacia la media nacional.



**CUADRO 9**
Evolución de TIEPI en función de las unidades territoriales

| Zona[9] | Máximo (horas) (art. 106 RD 1955/2000) | España 2005 | Andalucía 2005 | Andalucía 2006 | Variación Andalucía |
|---|---|---|---|---|---|
| **Urbana** | 2 | 1,44 | 1,82 | 1,28 | -30% |
| **Semiurbana** | 4 | 2,30 | 3,06 | 2,05 | -33% |
| **Rural concentrada** | 8 | 3,13 | 5,26 | 4,34 | -17% |
| **Rural dispersa** | 12 | 5,01 | 6,72 | 5,72 | -15% |

FUENTE:
Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y Endesa Distribución Eléctrica

**CUADRO 10**
Evolución de NIEPI en función de las unidades territoriales

| Zona | Máximo (nºveces) (art.106 RD 1955/2000)[10] | España 2005 | Andalucía 2005 | Andalucía 2006 | Variación Andalucía |
|---|---|---|---|---|---|
| **Urbana** | 4 | 1,76 | 2,58 | 1,79 | -31% |
| **Semiurbana** | 6 | 2,62 | 3,68 | 2,73 | -26% |
| **Rural concentrada** | 10 | 3,21 | 5,27 | 5,03 | -5% |
| **Rural dispersa** | 15 | 4,31 | 5,68 | 5,23 | -8% |

FUENTE:
Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y Endesa Distribución Eléctrica

9 Clasificación de las distintas zonas:

- Urbana: Municipios con más de 20.000 suministros
- Semiurbana: Municipios entre 2.000 y 20.000 suministros
- Rural Concentrada: Municipios entre 200 y 2.000 suministros
- Rural Dispersa: Municipios con menos de 200 suministros

10 Los límites establecidos en el artículo 106 del RD 1955/2000, de 1 de diciembre, para el cumplimiento de la calidad zonal han sido modificados por el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, no recogiéndose aquí los nuevos valores en vigor.



La red de gasoductos está creciendo a un fuerte ritmo en los últimos años

## Infraestructuras de transporte y distribución gasista

El PLEAN marcaba como objetivo estar en disposición de suministrar gas natural al 90% de la población que reside en los núcleos de más de 20.000 habitantes y llegar con el gas natural canalizado a las ocho provincias andaluzas.

La Junta de Andalucía, consciente de las ventajas que aporta la utilización del gas natural tanto en los sectores finales como en la generación de electricidad, respecto a la utilización de otros recursos como los derivados del petróleo y el carbón, ha realizado un importante esfuerzo durante el período de vigencia del PLEAN, apostando por el desarrollo de la red de transporte y distribución de gas natural, con una visión global e integrada en sus planificaciones, muy especialmente en el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía (POTA). Su principal finalidad ha sido la atención de las necesidades de los habitantes y la actividad de Andalucía.

Entre los años 2003 y 2006, se ha participado activamente en la planificación del sector del gas natural, concretamente en la revisión de la planificación aprobada en el año 2002 y en las propuestas elevadas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para la nueva planificación con vigencia hasta el año 2016, en las que se han incluido estrategias de desarrollo regional basadas en el mismo Sistema de Ciudades contemplado en la planificación territorial.

La red de gasoductos está creciendo a un fuerte ritmo en los últimos años. La longitud de la red de transporte se incrementó en un 73,7% en el periodo 2000-2006 y la de distribución en un 114,3%, provocando así que el consumo primario y final de gas natural en la Comunidad haya registrado una subida de un 218,5% y de un 36,0% respectivamente en el periodo considerado. Este importante desarrollo ha sido en gran medida el causante de la consecución del objetivo de autogeneración eléctrica, en el que las centrales de ciclo combinado a gas natural han tenido un protagonismo indiscutible.

Los Convenios firmados entre la Junta de Andalucía y las distintas compañías gasistas han hecho posible que en 2006 se haya cumplido el primer objetivo. Considerando todos los municipios gasificados, al final del periodo, se había alcanzado el 105,9% del objetivo del PLEAN. Considerando sólo la población de los municipios gasificados de más de 20.000 habitantes, a finales de 2006 la población afectada por distribución doméstico-comercial representaba el 98,1% del objetivo del PLEAN.

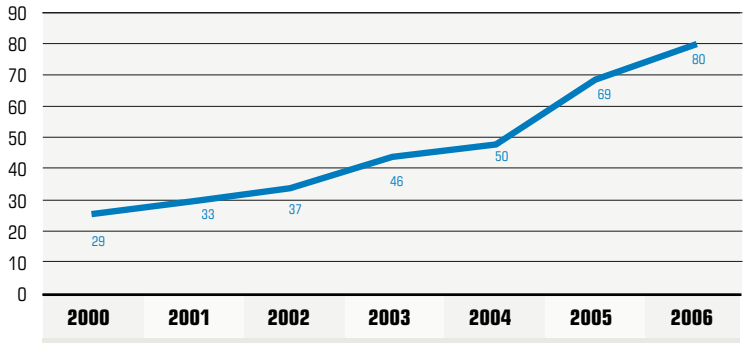



**GRÁFICO 13**
Nº de municipios con suministro de gas natural para uso doméstico comercial

A finales del ejercicio 2006, la única provincia andaluza que no disponía de gas natural canalizado era Almería. La llegada de éste requería la definición de las infraestructuras gasistas asociadas al proyecto internacional Medgaz entre Argelia y España, cuya fase de estudios de viabilidad se ha retrasado respecto a lo inicialmente previsto. Será en 2008 cuando se prevé que Almería quede integrada en el sistema gasista nacional con la puesta en servicio de los futuros gasoductos "Almería-Chinchilla" y la Conexión a Lorca.


4

# Situación energética de Andalucía

## 4.1. LA ESTRUCTURA ECONÓMICO-TERRITORIAL DE ANDALUCÍA

La energía está íntimamente relacionada con las funciones económicas básicas: la producción y el consumo. Desde el punto de vista de la producción, destaca en la estructura andaluza el fuerte peso de los servicios y una industria de tamaño significativo, aunque con menor peso relativo en la economía que el correspondiente a España y a Europa.

La producción regional muestra, en conjunto, una propensión marginal creciente al consumo de energía, expresada por una intensidad energética por debajo de la media nacional, pero con un crecimiento más elevado en los últimos años, y algo superior a la intensidad energética de la Europa de los veinticinco. Una estructura productiva intensiva en consumo de energía genera una mayor inseguridad en la estructura de costes y un mayor grado de vulnerabilidad de la economía ante situaciones de crisis de abastecimiento.

El nivel de bienestar de los andaluces está siendo cada vez más dependiente del consumo energético, reproduciendo pautas observadas en otros países occidentales

La vinculación entre consumo y energía se vehicula a través del incremento de la población, de su nivel de adquisición de bienes y servicios y de sus hábitos de movilidad cada vez más consuntivos en energía. El nivel de bienestar de los andaluces está siendo cada vez más dependiente del consumo energético, reproduciendo pautas observadas en otros países occidentales.

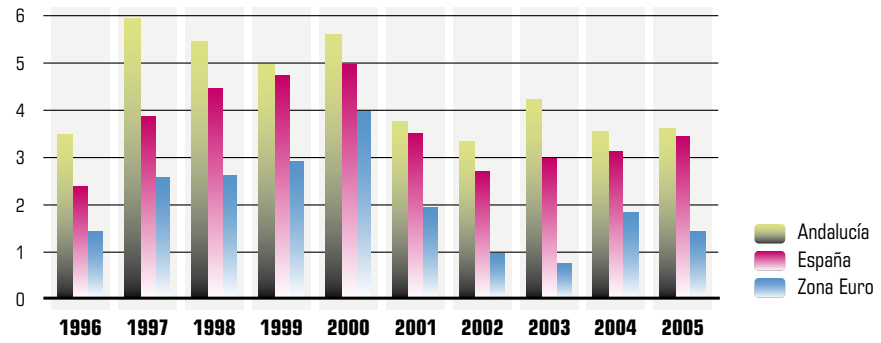
En el caso de Andalucía, al análisis de la población residente es preciso incorporar otros dos contingentes de gran trascendencia en el funcionamiento del sistema energético: la población que reside temporalmente en viviendas vacacionales y los residentes climáticos[11]. La incidencia de estos contingentes poblacionales tiene un peso creciente en la evolución de las magnitudes de consumo energético agregado.

### Análisis de la estructura productiva

Andalucía está registrando un crecimiento económico del 3% anual en los últimos veinte años y del 3,6% en los años más recientes.

11 Residentes climáticos.- Contingente de población que se traslada a vivir a Andalucía durante la mayor parte del año sin que esta decisión esté vinculada al puesto de trabajo. Las razones son fundamentalmente climáticas y por eso se les denomina de esta forma.

**GRÁFICO 14**
Evolución del PIB




Porcentaje variaciones interanuales. Índices de volumen encadenados referencia 2000

FUENTE: IEA; INE; Eurostat. Elaboración: Secretaría General de Economía. Junta de Andalucía.

En este período, la renta familiar disponible ha crecido a un ritmo del 7,6% de media anual, de lo que se deduce que el incremento de bienes y servicios accesibles ha sido mayor que el crecimiento económico.

El VAB regional registra un crecimiento continuado durante ocho años con tasas superiores a la nacional. Más importante aún es que la productividad está mejorando con respecto a la media española y la productividad aparente por ocupado experimenta en 2004 un avance respecto al año anterior, destacando la industria como el sector más productivo de la economía andaluza.

En estas buenas cifras económicas participa la aportación de la energía, cuyo VAB creció en 2005 en torno al 10,0%, si bien se prevé una ralentización de este ritmo para el año 2006 (3,5%). El consumo energético de la industria, por su parte, muestra un crecimiento moderado. Los sectores industriales andaluces que más energía consumen en valor monetario son: Productos minerales no metálicos diversos (19,9%); Metalurgia y fabricación de productos metálicos (19,3%) y Alimentación, bebidas y tabaco (13,7%). Los tres sectores registran un incremento de producción en los últimos años y representan el 43% del VAB industrial de la región. La buena marcha en el ritmo de producción industrial en estas ramas productivas ha contribuido al incremento del consumo de energía final en la industria.

El sector agrícola es la principal actividad económica en el 80% de los municipios andaluces en áreas rurales, ocupando el 53,3% de la superficie de Andalucía. Con un crecimiento en los últimos 15 años (1990-2005) del 92,11% de la producción de la rama agraria, destacando la especial relevancia en estos últimos años de la agroindustria en el crecimiento de la economía andaluza.

La construcción sigue siendo el sector más dinámico en Andalucía, a pesar de una significativa desaceleración de las tasas de crecimiento, cayendo desde el 9,7% en 2001 hasta el 4,9% previsto para 2006. La incidencia energética de este crecimiento se manifiesta, principalmente, en la industria auxiliar, especialmente cementeras y ladrilleras.

El principal sector en VAB y en ocupación de activos en la región es la prestación de servicios comerciales, de hostelería, personales, a las empresas y servicios públicos. Esta predominancia de los servicios es propia de las economías occidentales desarrolladas y tiene una elevada correlación con el nivel de bienestar ligado a una alta renta per cápita.

Para la mejor comprensión de los fenómenos productivos andaluces y su relación con la energía, es preciso diferenciar el sector transporte del resto de los servicios y, dentro de éstos, singularizar el turismo como actividad exportadora y sometida a una dinámica distinta al resto de los servicios.

Los servicios aportan más del 50% del valor de la producción regional. Las estimaciones para el año 2006 apuntan a un crecimiento interanual del VAB de este sector de un 3,9%, manteniendo una tónica de evolución ascendente en los últimos años. En general, el sector servicios se está comportando de forma más favorable que en el conjunto nacional, reforzando el proceso de terciarización de esta economía. Los servicios, excepto transporte, demandan una cantidad reducida de energía en relación con el valor de su producción y la demanda de energía final de este sector se mueve en cifras inferiores al 10% del total de energía final demandada.

El crecimiento económico de los últimos años ha supuesto un aumento de la demanda energética

Los servicios asociados al turismo evolucionan con un ligero crecimiento en el valor de la producción. En los últimos años se aprecia una tendencia a la reducción del gasto medio diario en destino, de forma simultánea al incremento de pernoctaciones, lo cual redunda en un incremento del gasto energético por unidad de valor producido[12].

Para complementar estos análisis basados en la estructura sectorial, es preciso hacer referencia particular a un fenómeno característico de la estructura económico-territorial de Andalucía: la importancia absoluta y relativa de la segunda residencia. Andalucía se ha especializado a lo largo de las últimas décadas en proporcionar espacios vacacionales de fuerte predominancia residencial. En todo el ámbito regional proliferan viviendas aisladas de utilización temporal y espacios urbanizados con grandes cantidades de viviendas destinadas al período vacacional.

En 1991 se contabilizaban 773.792 viviendas secundarias o vacías, en el año 2001 ya se registraron 1.062.847[13], y en la actualidad esta cifra habrá ascendido al millón y medio ya que según datos del Ministerio de Fomento se han construido en torno a 363.000 viviendas nuevas

12 Fuente: Consejería de Turismo, Comercio y Deporte/Indicadores Turísticos/Movimiento Hotelero INE.

13 Fuente: Censo de Población y Viviendas 1991 y 2001 – INE



entre 2002 y 2005 en Andalucía[14]. La mayor parte de estas viviendas se localizan en el litoral. El patrón de consumo energético del uso de estas viviendas tiene una fuerte incidencia en el incremento de la capacidad instalada y en la aparición de puntas de demanda en verano, ya que se utilizan unos pocos días al año, pero en esos días se usan al límite de su capacidad.

Para el sistema energético, la existencia de esta enorme capacidad alojativa tiene consecuencias desequilibrantes. Las viviendas vacacionales están desocupadas la mayor parte del año y registran una intensa actividad en verano que no se limita exclusivamente a demandar energía en el sector residencial, ya que en los lugares donde se concentra se dispara simultáneamente la demanda energética de los servicios públicos y privados. Si se considera todo el consumo energético asociado a este fenómeno (consumo doméstico, servicios públicos y privados asociados y movilidad privada), para el parque actual de viviendas vacacionales se puede estimar una demanda final que se aproxima a 700 ktep al año, cifra que representa casi la mitad de la producción primaria energética andaluza (renovables, carbón y yacimientos de gas).

El transporte representa el 12% del valor de la producción en servicios y el 6% de la producción regional, sin embargo, es uno de los principales componentes del consumo energético

14 Fuente: Estadística de Construcción de Edificios (licencias municipales de obra) Dirección General de Programación Económica. Ministerio de Fomento

regional, aportando más de la tercera parte de la energía final demandada. Su comportamiento productivo en los últimos cinco años se ha caracterizado por un crecimiento mantenido por encima del 5% interanual.

La característica estructural más destacada es la distribución modal del transporte de mercancías, con un fuerte predominio del transporte por carretera, y la reducción mantenida desde hace años de la participación de los transportes públicos en la movilidad de viajeros. Ambos factores tienen una clara incidencia en el incremento de consumo energético intenso para dar satisfacción a necesidades básicas de transporte: la distribución de mercancías y la movilidad urbana. La utilización de otros modos de transporte de mercancía distintos a la carretera (ferrocarril y marítimo), y una mayor penetración del transporte público en la movilidad urbana en proporciones similares a las que se registraban hace veinte años, tendría unos efectos sumamente positivos en la reducción de consumos de derivados del petróleo.

## Población, bienestar y consumo

El aumento de la población, tanto fija como estacional, y los cambios en hábitos de consumo son factores importantes en la planificación energética

En el momento presente se contabiliza en la región una población cercana a los ocho millones de personas, con un crecimiento anual medio de 0,77%, pero con unas cifras notablemente superiores en los últimos años (1,4%) como consecuencia de la inmigración laboral y climática, que poco a poco va empadronándose. La subida en el crecimiento demográfico está, de hecho, más relacionada con los 420.000 extranjeros censados que con el crecimiento vegetativo endógeno. A estas cifras habría que añadir otras 500.000 personas, como mínimo, que viven en Andalucía de forma permanente, pero sin censar. Estos flujos, tanto los de entrada de inmigrantes laborales como los climáticos, manifiestan una tendencia alcista (se ha duplicado la población extranjera empadronada entre 2000 y 2005) que se mantendrá en los próximos años[15].

Es evidente que el incremento de la inmigración climática, y su demanda de vivienda asociada, tiene un efecto directo sobre la construcción y el empleo en este sector, sobre la industria auxiliar (sector industrial con elevado consumo energético por unidad de producción) y sobre la inmigración laboral y que, posteriormente, este hecho eleva el consumo doméstico de energía, el consumo de servicios públicos y privados y el consumo en automoción. Si la demanda energética asociada a una vivienda principal (doméstico, servicios y automoción) se estima en 1,78 tep/año, en el caso de los climáticos puede ascender a 4,48 tep/año debido a su mayor nivel de renta con mayores dotaciones y hábitos más consuntivos.

En la evolución de la región y en sus requerimientos básicos de energía por el lado del consumo, influyen principalmente factores demográficos, pautas de consumo y demanda de trans-

15 Fuente: Censo de Población y Vivienda 2001 y Padrón Municipal 2006

**CUADRO 11**
Tasa de crecimiento demográfico 1996-2002

FUENTE:
Segundo Informe de Desarrollo Territorial de Andalucía.

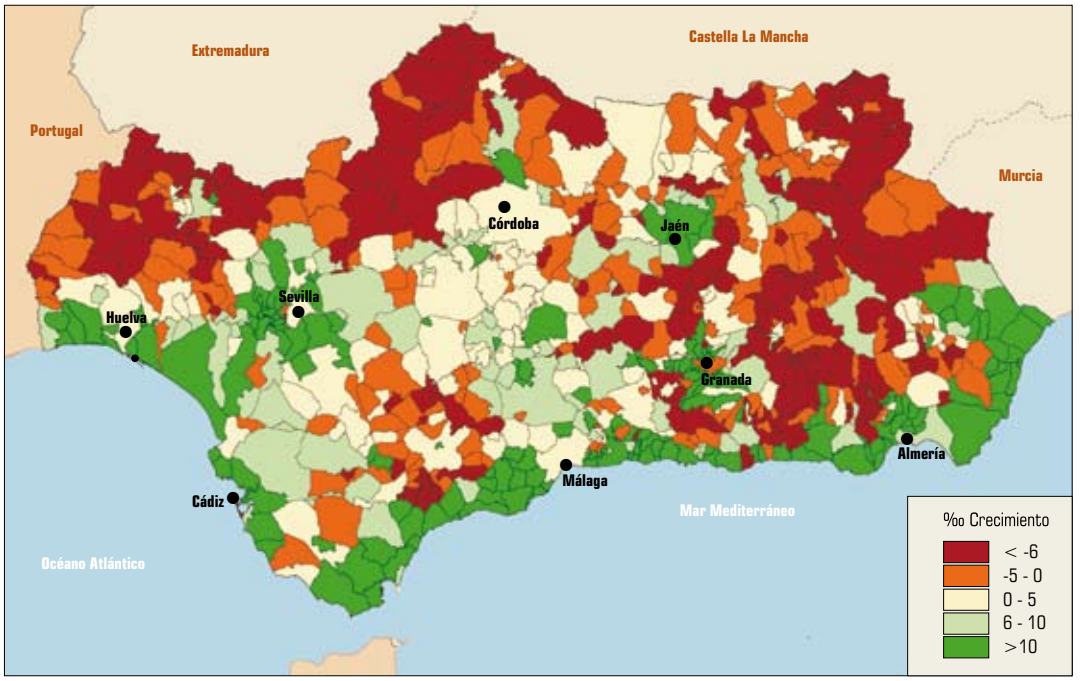
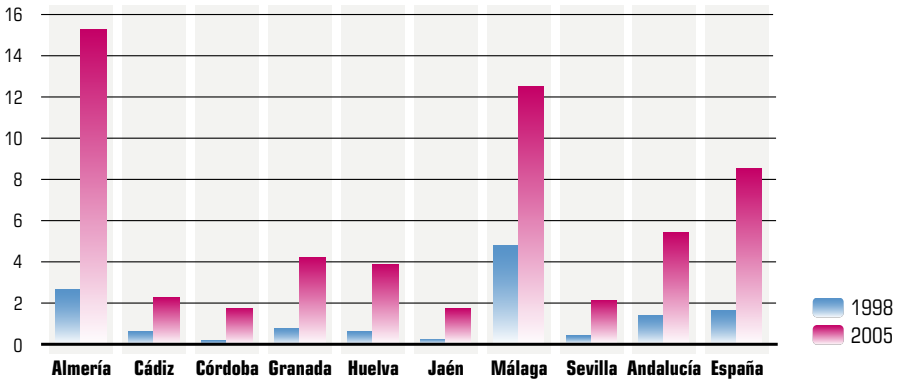



**GRÁFICO 13**
Porcentaje de población extranjera sobre la población total en cada ámbito

FUENTE:
Informe Económico de Andalucía 2005.
Consejería de Economía y Hacienda




porte. Junto al crecimiento demográfico protagonizado por los inmigrantes, hay que señalar una mayor propensión al consumo en general de bienes y servicios y un mayor consumo de energía en los hogares, dotados de más equipamiento y con formas de uso poco ahorradoras. El aumento de consumo de bienes y la mayor complejidad productiva de la economía occidental, redunda en un incremento del transporte de mercancías por carretera, con un alto coste energético, y de los servicios de distribución y comercio. Asimismo se observa un fuerte incremento de la movilidad, que se satisface en su mayor parte mediante vehículos privados, con un alto coste energético por viaje.

Según los últimos datos, el gasto en electricidad, gas y otros combustibles es el 3% del gasto total familiar de los españoles. Esta cifra no es percibida como un condicionante estricto en el presupuesto de las familias y la dimensión energética no está presente en las decisiones de gasto y consumo. Otro factor que está incidiendo de forma muy significativa en el consumo energético de los hogares es el cambio de los estándares de confort climático, evolucionando el conjunto de la sociedad andaluza hacia comportamientos de climatización generalizada como expresión del bienestar. Esta pauta ya se registró hace dos décadas en las zonas cálidas de Estados Unidos y se está implantando de manera generalizada en los países mediterráneos europeos.

El incremento de consumo energético registrado en paralelo al aumento de renta, también se observa al comparar el consumo medio andaluz con el consumo de los inmigrantes climáticos y los residentes vacacionales; los cuales, con mayor renta media familiar que el conjunto poblacional andaluz, muestran un mayor consumo energético por habitante, tanto en demanda doméstica como en automoción.

El incremento exponencial de la movilidad con vehículos privados es otro de los grandes componentes de la demanda energética andaluza. En la actualidad se registra una cifra de más de cuatro millones y medio de vehículos circulando (el parque crece a un 5,2% anual), y una matriculación de cerca de 260.000 vehículos anuales en los últimos años[16]. Estas cifras



explican, sin duda, parte del espectacular crecimiento del consumo de gasóleo para automoción (el 40% entre 2000 y 2004) y el crecimiento del consumo de combustibles para automoción por encima del 7% en los últimos tres años. A pesar de estos incrementos, los niveles de motorización de los andaluces son todavía inferiores a los de otras regiones europeas, por lo cual no es descartable que se mantenga la tendencia al incremento absoluto y relativo del parque de vehículos y su efecto derivado sobre el aumento de la movilidad.

El Índice de Motorización[17] de Andalucía era de 378 en 2001 y a pesar de que ha ido aumentando de forma progresiva, se mantiene por debajo de los valores medios nacionales para el mismo año (441) y de los de la gran mayoría de países europeos (Alemania-521, Italia-563, Francia-463). En 2005 el Índice de Motorización regional asciende a 422 y el de España a 459, lo cual pone de manifiesto que en estos cuatro años se ha incrementado en Andalucía con más celeridad que en España, a un 2,9% anual en la Comunidad Autónoma frente al 1% nacional[18].

El Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía (POTA) establece como instrumento propio el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética

El efecto combinado de consumo energético en el hogar, repercusión en los servicios públicos y privados y el consumo por automoción, explica una parte sustancial de la demanda energética andaluza y es responsable de la mayor parte del crecimiento acelerado de los últimos años.

## Dimensión territorial del consumo energético

En una visión global de las principales cuestiones de ordenación territorial y desarrollo económico de la región aparecen en primer lugar el desarrollo urbanístico, la gestión del agua y la movilidad y las tres cuestiones están relacionadas directamente con la disponibilidad y uso de la energía. La movilidad y su repercusión energética en el sistema ha sido tratada en el apartado anterior de la estructura productiva.

El Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía (POTA) establece que el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética es un instrumento del propio Plan, dada la incidencia del sistema energético en la configuración de la estructura territorial. Por otro lado, el POTA contiene múltiples referencias en su articulado a las cuestiones energéticas que han sido tenidas en cuenta en la elaboración de este Plan.

Dada la incidencia en la demanda de energía, y por tanto en la planificación energética, de las estrategias y objetivos establecidos en la planificación del territorio, se exponen a continuación un breve análisis de la dimensión territorial del consumo energético.

17 Índice de Motorización = Nº turismos/1.000 habitantes

18 Fuente SIMA. IEA

## Desarrollo urbanístico

En el análisis anterior destacan dos grandes fenómenos económicos y territoriales (crecimiento residencial y evolución industrial) que constituyen las grandes cuestiones a reseñar en el presente y para los próximos años en Andalucía. De los dos, no obstante, hay que destacar la trascendencia del crecimiento urbanístico por sus efectos multiplicadores sobre otros sectores de consumo como los servicios privados, los servicios públicos urbanos y el transporte.

El crecimiento urbanístico que se está registrando en Andalucía es de carácter fundamentalmente residencial. La dinámica ascendente de desarrollo inmobiliario en estos últimos años ha motivado que la mayor parte de los municipios del litoral y de las aglomeraciones urbanas están revisando sus planeamientos urbanísticos con intención de incluir extraordinarios crecimientos de la superficie urbanizable. El crecimiento urbano está protagonizado por la demanda de vivienda, empujada por varios factores: la adquisición de viviendas vacacionales y de viviendas por inmigrantes-residentes climáticos, la reducción del número de viviendas por superficie construida (de 2,44 viviendas por cada mil metros cuadrados en 1991 a 2,14 viviendas/$m^2$ en 2003), las nuevas necesidades de vivienda para inmigrantes laborales y la inversión de las familias en vivienda no ocupada.

La superficie edificada en la región crece al 4% anual acumulativo

En 2001 se contabilizaban 3,5 millones de viviendas en la región (2,8 en 1991)[19]. Estas viviendas se localizan principalmente en el litoral y en las aglomeraciones urbanas de Sevilla, Granada y Córdoba. Como consecuencia de estos impulsos, la superficie edificada en la región crece al 4% anual acumulativo. Con el incremento de la superficie urbanizada no sólo crece la demanda energética doméstica, de transporte y de servicios, también hay que contabilizar el consumo energético de los servicios públicos urbanos, por encima de los 100 ktep/año. Entre éstos son destacables, hasta la fecha, la iluminación pública (en torno al 70% del gasto municipal), el tratamiento de aguas y residuos y el consumo de los edificios públicos. No obstante, en el futuro inmediato van a cobrar una dimensión sobresaliente los consumos en desalación de agua destinada al aprovisionamiento de viviendas, al suministro de piscinas y al riego de jardines y campos de golf.

En el parque de viviendas actual prevalece, lógicamente, el conjunto destinado a vivienda principal de hogares empadronados (unas dos terceras partes sobre el total). Sin embargo, la característica más destacada del parque regional es la presencia de un gran número de viviendas vacacionales con patrones de uso muy concentrados en el tiempo (verano) y en el

19 Ministerio de Fomento



espacio (litoral), cuestión ya mencionada en el apartado de sector productivo. Estos espacios vacacionales generan situaciones de muy baja rentabilidad social y territorial respecto a las instalaciones energéticas y a la capacidad del sistema que se mantiene ociosa durante la mayor parte del año.

En el litoral y en aglomeraciones urbanas está creciendo rápidamente el parque total de viviendas por el elevado ritmo de la promoción inmobiliaria. Una parte de esta promoción está relacionada con factores de oportunidad y se orienta a la satisfacción de necesidades básicas y a la inversión del ahorro de las familias. Pero la mayor parte de la promoción en estudio (especialmente en el litoral) y una parte creciente de las viviendas finalizadas está protagonizada por el mercado de los residentes climáticos.

Como consecuencia del crecimiento urbanístico, desde hace algunos años, en el ámbito municipal se está experimentando un desarrollo continuo, basado en la ampliación y la creación de nuevos servicios municipales, que está induciendo una tendencia consolidada al alza de los consumos energéticos de las instalaciones municipales, ya sean de alumbrado público, de bombeo, dependencias o servicios en general, lo que está repercutiendo en un incremento de la facturación energética de los ayuntamientos andaluces.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que la variabilidad climática en Andalucía tiene una influencia directa sobre la demanda energética en el sector residencial y de servicios. La disparidad climática provoca que la demanda de energía necesaria para satisfacer las necesidades de climatización y producción de agua caliente sanitaria varíe profusamente en toda la extensión de la Comunidad. Esta influencia se plasma en una segregación territorial en la que es posible identificar zonas con un elevado consumo de energía, como consecuencia de la rudeza climatológica (zonas del interior), así como otras zonas con un consumo más reducido gracias a la suavidad climática (litoral).

De hecho, el nuevo Código Técnico de la Edificación, en su documento básico HE1 "Limitación de la Demanda Energética", establece una serie de exigencias de aislamiento térmico en función de la llamada zona climática (en Andalucía son cinco y en el resto de la península son doce).

El agua y la energía son factores limitantes del crecimiento urbanístico

## Gestión del agua

La gestión del agua, recurso escaso en nuestra región, está a su vez relacionada con el desarrollo urbanístico, adquiriendo en el litoral niveles de saturación y previsible inviabilidad energética y medioambiental de numerosas operaciones en proyecto.

La gestión de los recursos hídricos ha cobrado, en el momento presente, un tono más crítico al quedar sometida a un escenario creciente de escasez, puesto que en múltiples ámbitos de la región se ha alcanzado el límite estricto de su aprovechamiento. El problema recae fundamentalmente sobre el litoral, tanto por su uso en la agricultura como por su uso en las zonas urbanas y de sus crecimientos programados o en estudio. Una solución a este difícil problema de viabilidad económica y territorial es la desalación de agua de mar o de aguas salobres. Esta solución traslada la cuestión de la escasez hídrica al sistema energético, tensionando la difícil situación de equilibrio del mismo que se desprende de la política europea, nacional y autonómica.

Aunque la demanda de agua a nivel europeo aún es muy superior a la de la Comunidad Andaluza, se está percibiendo cierta convergencia como consecuencia del continuo incremento de la demanda en nuestra región. La escasez hídrica en Andalucía obliga a la utilización de métodos muy costosos desde el punto de vista energético, como la desalación, que ronda los 4,0 kWh/$m^3$ [20]. En este contexto, la demanda de agua obtenida por desalación para campos de golf y para grandes operaciones de promoción inmobiliaria se convierte en un problema energético cuya dimensión se percibe si tenemos en cuenta que la obtención de agua para paliar el déficit actual del balance hídrico de Andalucía mediante desalación supondría un consumo adicional de unos 300 ktep/año de energía primaria.

20 Fuente: Ministerio de Medio Ambiente 2004 Avances Técnicos en Desalación de Aguas.

## 4.2. EL ESCENARIO ENERGÉTICO ANDALUZ

A pesar de que el crecimiento experimentado por los principales indicadores energéticos en Andalucía ha sido superior a la media nacional y comunitaria, éstos todavía se encuentran por debajo de dichos valores[21].

**CUADRO 12**
Indicadores energéticos 2006

| | Andalucía | España | Unión Europea -25 |
|---|---|---|---|
| **Incremento del consumo de energía primaria desde 1995 (%)** | 65,0 | 48,3 | 10,6 |
| **Intensidad Energética Primaria (tep/M€ cte. 2000)** | 185 | 188 | 180 |
| **Consumo de energía primaria per cápita (tep/habitante)** | 2,5 | 3,2 | 3,8 |
| **Consumo de energía final per cápita (tep/habitante)** | 1,8 | 2,3 | 2,5 |

Respecto a la estructura de consumo de energía primaria por fuentes en Andalucía en 2006 destacan los siguientes aspectos:

- El modelo de abastecimiento energético de la economía andaluza continúa estrechamente ligado a los combustibles fósiles, principalmente al petróleo y sus derivados. El porcentaje de consumo de energía primaria correspondiente a dicha fuente alcanzó el 50,4% en 2006.

- Los cambios producidos en el parque andaluz de generación de energía eléctrica, derivados del creciente protagonismo de la generación con gas natural, han llevado a esta fuente de energía a ocupar el segundo lugar en la estructura de energía primaria de Andalucía, cubriendo el 31,3%.

- El carbón ha pasado a cubrir el 14% de la energía consumida en Andalucía.

- La energía procedente de fuentes renovables aportó el 4,5% del total del consumo en la Comunidad andaluza una vez excluidos los usos no energéticos.

Andalucía presenta una elevada dependencia energética del exterior, ya que más del 90% de la energía primaria consumida procede de importaciones. En 2006, el consumo de energía procedente de fuentes autóctonas se situó en 1.152 ktep. Teniendo en cuenta el consumo total de energía primaria en este año, el grado de autoabastecimiento energético en Andalucía alcanzó el 5,8%.

21 datos referidos a 2006 para Andalucía y España y a 2004 para la Unión Europea. Fuente: Eurostat, Dirección General de Política Energética y Minas (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) y Agencia Andaluza de la Energía. Para el cálculo de la intensidad energética primaria se incluyen las fuentes de energías renovables.

La producción procedente de las fuentes de energía renovable representa un porcentaje muy elevado de la producción total de energía destinada al consumo en la Comunidad, un 68% en 2006.

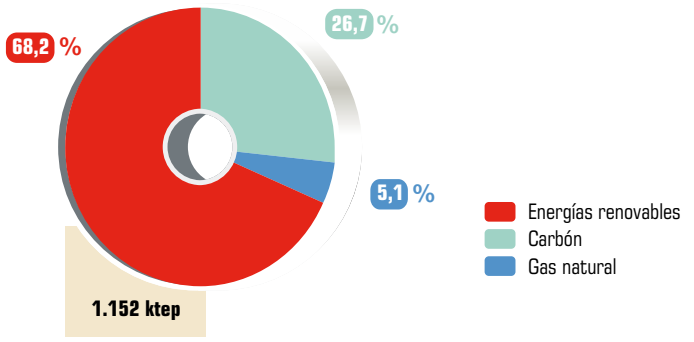



**GRÁFICO 16**
Estructura de la producción de energía para consumo interior en Andalucía en 2006

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

En términos de energía final, en la estructura por fuentes de energía, destacan los siguientes aspectos:

- Al igual que en energía primaria, la Comunidad Autónoma sigue dependiendo en un porcentaje muy elevado de los derivados de petróleo, el 62,4%.

- El desarrollo de la red de transporte y distribución de gas natural en Andalucía ha posibilitado el acceso a esta fuente de energía a gran parte de la población andaluza y la industria, alcanzando un porcentaje en la estructura de consumo final cercano al 12,7%.

- Otro hecho destacado y que coincide con el mayor desarrollo económico y social de Andalucía, es el elevado consumo porcentual de energía eléctrica. Tras los productos petrolíferos ocupa un puesto destacado en la estructura del consumo final en la Comunidad andaluza, con un peso relativo del 21,3%.

**En resumen, el escenario energético andaluz actual se caracteriza por determinados aspectos relevantes:**

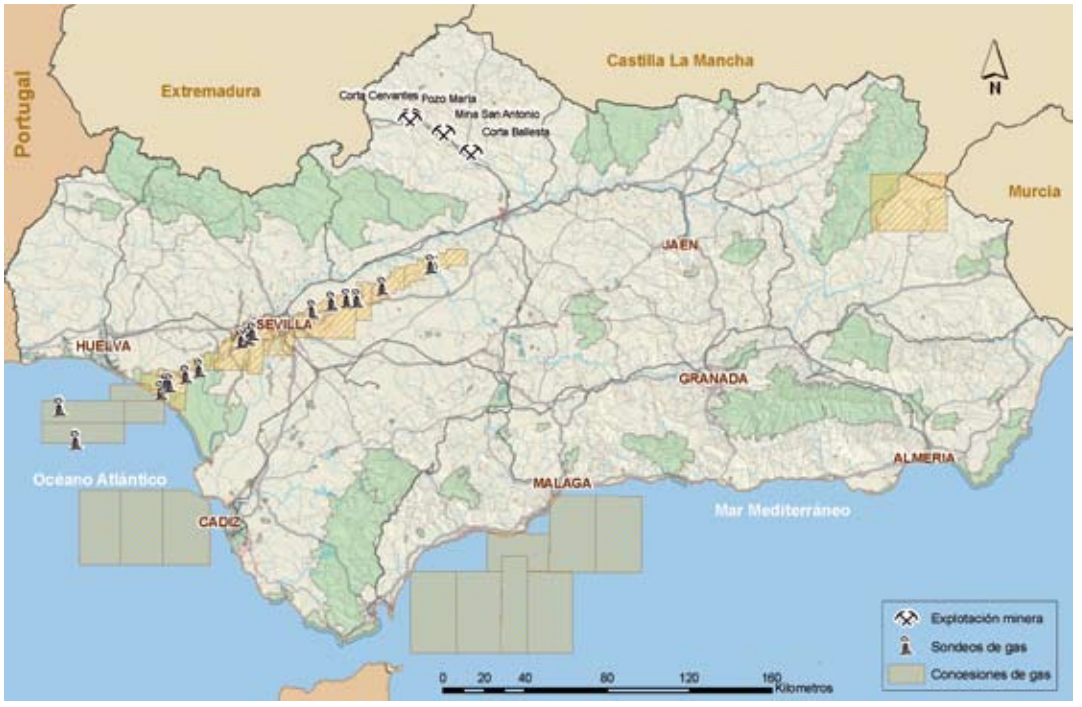
- **un consumo de energía que crece por encima del PIB andaluz, lo que se traduce en un aumento del consumo para producir lo mismo;**

- una estructura de abastecimiento energético estrechamente ligada a los combustibles fósiles,
- consecuentemente, una muy elevada dependencia energética exterior;
- un mix de generación eléctrica basado, casi en su totalidad, en el carbono;
- un elevado crecimiento del consumo de energía eléctrica que ha sido cubierto por la generación con ciclos combinados a gas;
- una producción mediante energía renovable que, en 2006, representa el 68% de la producción total autóctona de energía destinada al consumo en la Comunidad.

## 4.2.1. Los recursos energéticos de la región

Andalucía cuenta con recursos energéticos entre los que no está el petróleo, del que es fuertemente dependiente. La producción de carbón en las cuencas mineras del Valle del Guadiato, la extracción de gas natural en los yacimientos del Golfo de Cádiz y Valle del Guadalquivir, junto con el aprovechamiento de los recursos renovables sobre todo, constituyen las potencialidades energéticas de la región.

**CUADRO 13**
Explotaciones de gas y carbón




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

## Recursos no renovables

Andalucía cuenta con cinco yacimientos de gas natural: El Romeral, El Ruedo y Las Barreras, ubicados en la provincia de Sevilla; Poseidón en el Golfo de Cádiz y Marismas, localizado entre las provincias de Huelva y Sevilla, que se usa desde 2005 como almacenamiento subterráneo.

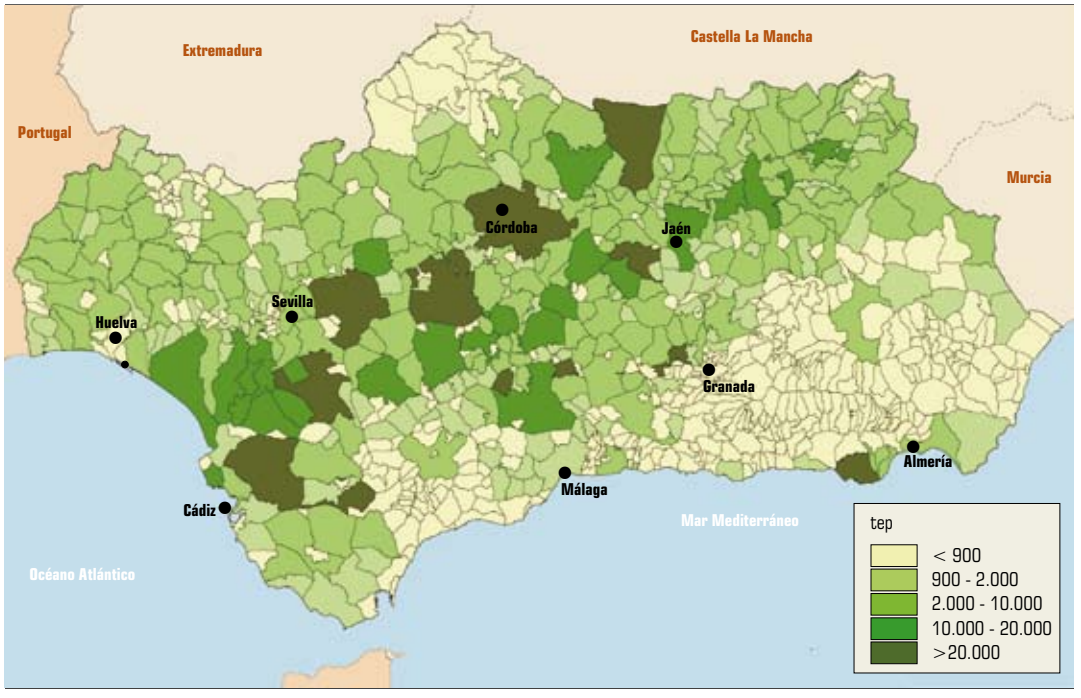
En lo referente al carbón, en la Comunidad andaluza existen cuatro yacimientos situados en el Valle del Guadiato, en la provincia de Córdoba: Corta Cervantes, Pozo María, Corta Ballesta y San Antonio.

## Recursos renovables

La abundancia de recursos renovables autóctonos en la Comunidad Autónoma de Andalucía está permitiendo que, a través de políticas activas, la generación de energía a partir de estas fuentes mantenga un alto ritmo en la región, si bien el margen de crecimiento es aún muy amplio.

Andalucía dispone de un alto potencial para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable

- **Biomasa.** El potencial total de biomasa en Andalucía se puede cifrar en 3.327 ktep/año, distribuidos entre los residuos agrícolas (43%), cultivos energéticos (17%), residuos forestales (4%) y los residuos industriales (18%), de los que se aprovechan aproximadamente el 30%.




**CUADRO 14**
Distribución del potencial aprovechable de biomasa en Andalucía

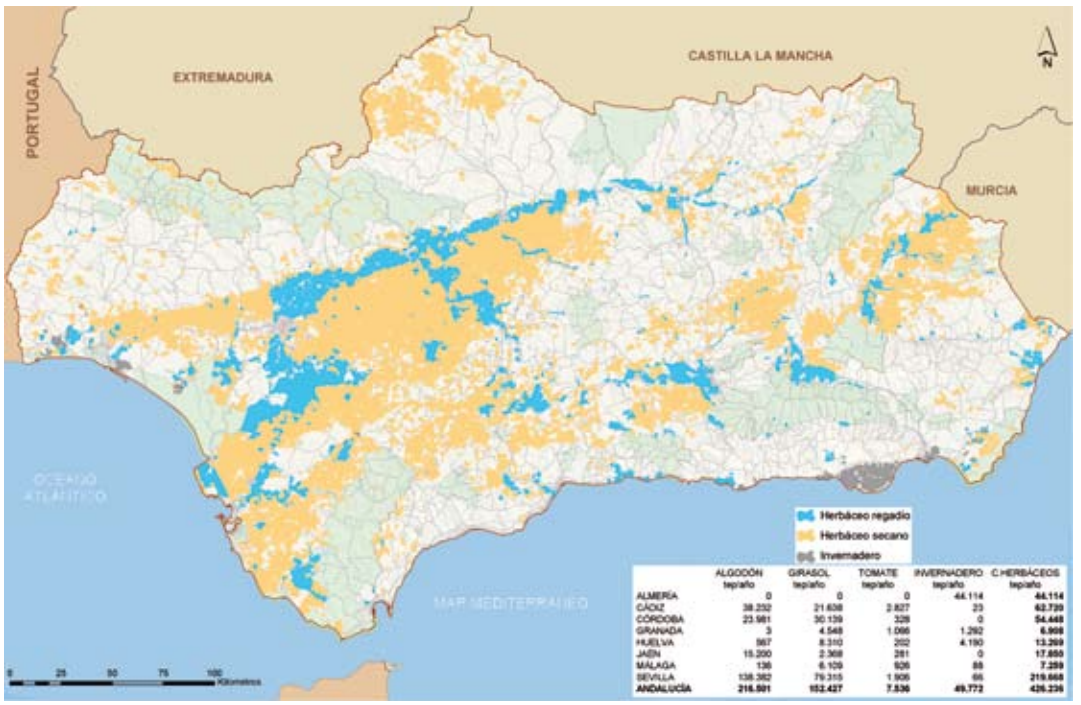
FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

- **Biogás.** La metanización de residuos orgánicos es aún una tecnología poco utilizada en Andalucía. Los sectores donde se encuentra más implantada la obtención de biogás son las plantas de aguas residuales urbanas, las plantas de residuos sólidos urbanos, y las instalaciones industriales. El potencial de aprovechamiento energético de biogás es elevado.

- **Biocarburantes.** La producción de biocarburantes está condicionada por la disponibilidad de las materias primas para su fabricación y el consumo existente de los mismos. Andalucía dispone de una superficie agrícola muy importante que podría proporcionar una parte de la materia prima (aceite de semilla) necesaria para la fabricación del biodiesel en la comunidad. A esto hay que añadir las investigaciones que se están realizando para la incorporación de nuevos cultivos aptos para la obtención de aceite, con más rendimiento que los tradicionales que en gran medida podrán representar un aprovechamiento más eficiente de la superficie agrícola.

  Sin lugar a dudas, el gran reto, es el desarrollo de los biocarburantes de segunda generación, que posibilitará la utilización de materia prima procedente de distintos tipos de biomasas, y es aquí donde Andalucía dispondrá de un potencial muy elevado para el abastecimiento de su industria de biocarburantes.

**CUADRO 15**
Distribución de cultivos herbáceos y potencial




| | ALGODÓN (secano) | GIRASOL (secano) | TOMATE (secano) | INVERNADERO (secano) | C.HERBÁCEOS (secano) |
|---|---|---|---|---|---|
| ALMERÍA | 0 | 0 | 0 | 44.114 | 44.114 |
| CÁDIZ | 39.232 | 21.638 | 2.827 | 23 | 63.720 |
| CÓRDOBA | 23.981 | 30.139 | 328 | 0 | 54.448 |
| GRANADA | 3 | 4.548 | 1.096 | 1.262 | 6.909 |
| HUELVA | 867 | 8.310 | 202 | 4.190 | 13.569 |
| JAÉN | 15.200 | 2.368 | 281 | 0 | 17.850 |
| MÁLAGA | 136 | 6.109 | 926 | 88 | 7.259 |
| SEVILLA | 136.382 | 79.315 | 1.906 | 66 | 219.668 |
| ANDALUCÍA | 216.501 | 152.427 | 7.536 | 49.772 | 426.236 |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

- **Eólica.** Debido a la gran extensión de la región y a su ubicación geográfica, el recurso eólico en Andalucía es un recurso renovable de un alto potencial. Los aprovechamientos se están localizando en las denominadas "cuencas eólicas": Campillos, Medina, Bajo Guadalquivir, Tahivilla, Huelva Norte, Huelva Sur, Andalucía Oriental, Algeciras, Tarifa, Vejer, Sierra Carchuna, Sierra de Aguas, Sierra Nevada Sur, Marquesado de Zenete y Serranía de Baza.

- **Hidráulica.** El desarrollo futuro de la energía hidroeléctrica está muy condicionado y limitado al aprovechamiento de las escasas infraestructuras hidráulicas existentes y en proyecto, y a la explotación de los cauces más altos, en zonas de poco o nulo uso agrícola. Del potencial hidroeléctrico bruto existente en la cuenca del Guadalquivir, tan sólo un 14% es técnicamente desarrollable. Teniendo en cuenta que existen otras restricciones no técnicas, el margen de crecimiento es limitado. No obstante existe potencial en aprovechamientos de tipo mini y microhidráulicos.

- **Energía solar.** Andalucía goza de una situación privilegiada en cuanto a lo que a recurso solar se trata, con una radiación solar media de 4,75 kWh/m$^2$ al día. Esto, junto con la gran extensión que ocupa, 87.597 km$^2$, hace de Andalucía la región española con más

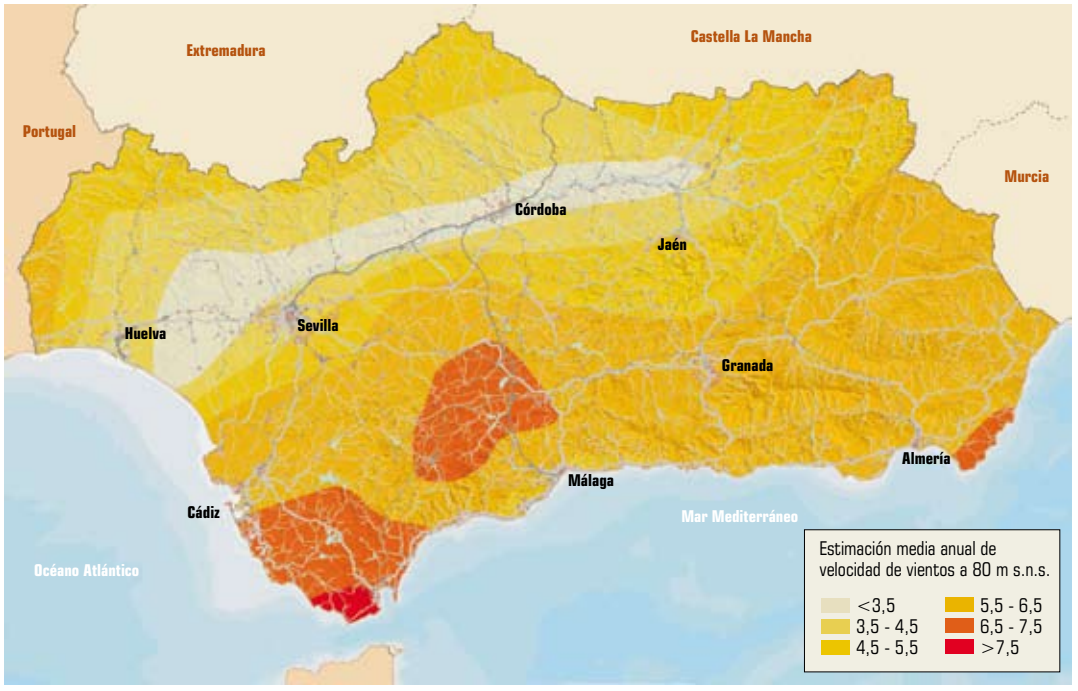



**GRÁFICO 16**
Recurso eólico en Andalucía

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

**CUADRO 17**
Mapa de insolación en Andalucía




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

alto potencial solar. Destacando, por consiguiente, tanto su elevado potencial de energía solar térmica para la obtención de energía térmica, como de energía solar fotovoltaica para la producción de electricidad.

La energía solar en Andalucía está cobrando cada día mayor relevancia, en relación a su contribución al abastecimiento energético de la comunidad. Al respecto cabe destacar principalmente la aportación de las plantas fotovoltaicas conectadas a red, el enorme potencial de esa misma tecnología en suelo urbano y la instalación de centrales termo-solares comerciales, que cuentan en Andalucía con un recurso solar destacado y una orografía que permite en gran medida su implantación.

## 4.2.2. Infraestructuras energéticas

### Infraestructura eléctrica

En Andalucía se dispone básicamente de tres ramales de transporte norte-sur: Pinar del Rey-Guillena, Tajo de la Encantada-Guadame y Litoral-Rocamora, unidos en su extremo sur por un ramal horizontal, que parte de Litoral y finaliza en Pinar del Rey, y que pasa por las subestaciones Caparacena y Tajo de la Encantada. Los puntos de unión de los trazados




**CUADRO 18**
Red eléctrica de transporte y distribución

FUENTE:
Red Eléctrica de España y Endesa Distribución Eléctrica.

verticales y horizontales coinciden con tres de los centros de producción con potencia más significativa, Algeciras, Tajo de la Encantada y Carboneras.

Adicionalmente, se ha puesto en servicio un doble circuito de 400 kV de Guillena a Huelva (SET Palos), cuya función principal es evacuar la potencia instalada en la provincia onubense.

Como conexiones internacionales, Andalucía cuenta con dos cables submarinos de 400 kV que unen la Estaciones Terminales Tarifa y Fardioua en Marruecos.

A finales de 2006 se disponía en Andalucía de un total de 1.543 kilómetros de línea de 400 kV y de un total de 2.644 kilómetros de línea de 220 kV, gestionados por el operador del Sistema Eléctrico, Red Eléctrica de España. En cuanto a la potencia de transformación instalada en subestaciones, en Andalucía se disponía a final de 2006 de una potencia de 9.720 MVA en 400/220 kV y 780 MVA en 400/132 kV.

En la red de AT de distribución se disponía a finales de 2006 de 2.955 km de 132 kV y de 6.432 km de 66-50 kV, siendo la capacidad de transformación AT/AT de 14.249 MVA y la AT/MT de 14.788 MVA (no englobando ningún transformador con primario a 400 kV).

En cuanto a la red de MT la longitud total de líneas aéreas era a finales de 2006 de 37.490 km, y de líneas subterráneas de 10.625 km. Respecto a BT, la longitud total de líneas aéreas era de 53.029 km, y de líneas subterráneas de 14.243 km. La potencia en centros de transformación alcanzaba los 16.021 MVA.

En las tablas siguientes se hace un resumen de las longitudes de líneas y potencia de transformación correspondiente a la red de distribución de Andalucía.

**CUADRO 19**
Longitud de líneas y potencia de transformación

| Tensión (kV) | Líneas (km) 2006 |
|---|---|
| 132 | 2.955 |
| 66-50 | 6.432 |

| Tensión (kV) | Transformación en subestaciones (MVA) |
|---|---|
| AT/AT | 14.249 |
| AT/MT | 14.788 |

| | | |
|---|---|---|
| **Líneas de media tensión (km en 2006)** | Aéreas | 37.490 |
| | Subterráneas | 10.625 |
| | **Total** | **48.115** |
| **Líneas de baja tensión (km en 2006)** | Aéreas | 53.029 |
| | Subterráneas | 14.243 |
| | **Total** | **67.272** |
| **Centros de transformación (nº)** | | **45.787** |
| **Potencia de los centros de transformación (MVA)** | | **16.021** |

FUENTE:
Endesa Distribución Eléctrica.

La generación eléctrica ha experimentado un profundo cambio en toda España desde la liberalización del mercado eléctrico en 1997. Este cambio ha sido especialmente importante en Andalucía, donde el escenario actual de generación, tanto en Régimen Ordinario como en Régimen Especial, es sustancialmente distinto al previo a ese nuevo marco.

Andalucía contaba a finales de 2006 con un parque generador de 10.805,7 MW, siendo la potencia acogida al Régimen Ordinario de 8.936,2 MW. Las Centrales Térmicas de Ciclo Combinado a gas natural (CTCC) se han convertido en la tecnología de mayor peso (11 grupos en 5 centrales – 4.790 MW) desplazando a las de carbón, que históricamente han sido la base de la generación en Andalucía, al segundo lugar (4 grupos en 3 centrales – 2.051 MW). La potencia en centrales hidráulicas acogidas a este mismo régimen alcanza los 1.034,2 MW, de los que 570 MW corresponden a centrales de bombeo. Cierran el inventario del parque de generación en Régimen Ordinario dos centrales de Fuel-Gas que suman una potencia de 1.061 MW.

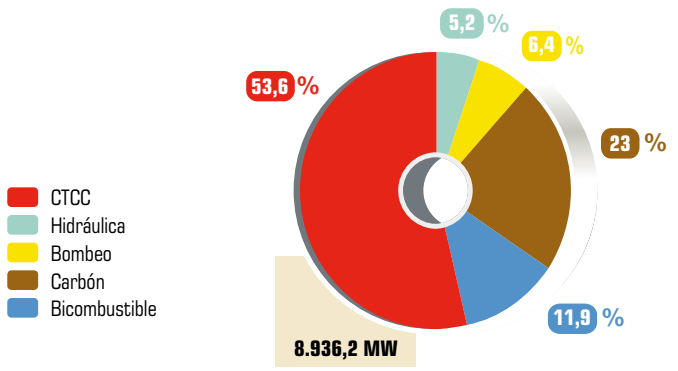
**CUADRO 20**
Parque de generación eléctrica acogido al Régimen Ordinario en Andalucía

| Tecnología | Central | Combustible | Provincia | Número Grupos | Potencia (MW) |
|---|---|---|---|---|---|
| Carbón | Litoral de Almería | Carbón Importación | Almería | 2 | 1.159 |
| | Los Barrios | Carbón Importación | Cádiz | 1 | 568 |
| | Puente Nuevo | Carbón Nacional | Córdoba | 1 | 324 |
| | Total Carbón | | | | 2.051 |
| Fuel Gas | Bahía de Algeciras | Fuel-gas | Cádiz | 2 | 753 |
| | Cristóbal Colón | Fuel-gas | Huelva | 2 | 308 |
| | Total Fuel-Gas | | | | 1.061 |
| Ciclo Combinado | San Roque | Gas Natural | Cádiz | 2 | 797 |
| | Campo de Gibraltar | Gas Natural | Cádiz | 2 | 781 |
| | Palos de la Frontera | Gas Natural | Huelva | 3 | 1.195 |
| | Arcos de la Frontera | Gas Natural | Cádiz | 4 | 1.619 |
| | Colón | Gas Natural | Huelva | 1 | 398 |
| | Total Ciclo Combinado | | | | 4.790 |
| Bombeo | Guillena | Central de Bombeo | Sevilla | 3 | 210 |
| | Tajo de la Encantada | Central de Bombeo | Málaga | 4 | 360 |
| | Total Bombeo | | | | 570 |
| Hidráulicas | Hidráulica no Bombeo | | | | 464,2 |
| | Total Hidráulica no Bombeo | | | | 464,2 |
| Total | | | | | 8.936,2 |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

En una representación porcentual de la potencia instalada en Régimen Ordinario por tecnologías tendríamos la siguiente gráfica:

**GRÁFICO 17**
Potencia instalada en R.O. por tecnología. Año 2006




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

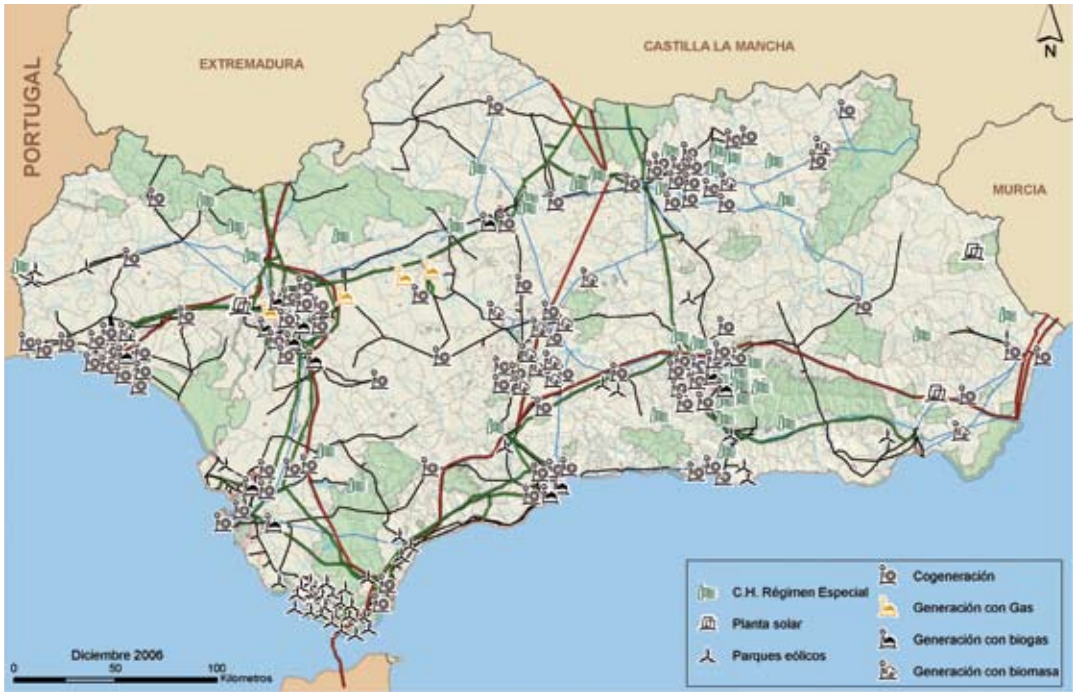
La localización geográfica de las instalaciones acogidas al Régimen Ordinario en Andalucía se presenta en el siguiente mapa.

**CUADRO 21**
Centrales Régimen Ordinario




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

**CUADRO 22**
Centrales Régimen Especial




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

Mientras que la potencia instalada perteneciente al Régimen Ordinario se encuentra muy localizada y concentrada en determinadas zonas de la geografía andaluza, el carácter distribuido de la generación en Régimen Especial la convierte en un catalizador del crecimiento territorial al promover un sistema eléctrico homogéneo en el territorio.

La generación en Régimen Especial alcanzaba a final de 2006 una potencia instalada de 1.869,5 MW. De esta potencia cabe destacar la cogeneración (931,3 MW) y la energía eólica, que entre las renovables es la de mayor peso en este régimen de generación (607,9 MW). Por tecnologías, el reparto de potencias a finales de 2006 era el siguiente:

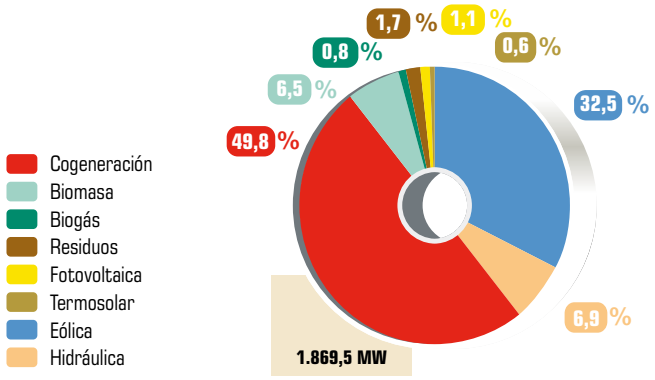



**GRÁFICO 18**
Reparto de potencia instalada por tecnología en R.E. Año 2006

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

En cuanto a la generación de energía eléctrica en Andalucía, a finales de 2006 la producción bruta ascendió a 41.417,9 GWh; de los cuales el 84,8% tuvo su origen en el Régimen Ordinario de generación mientras que el resto, es decir, el 15,2% fueron aportados por el Régimen Especial.

El desglose por tecnología de la producción procedente del Régimen Ordinario se muestra en la siguiente gráfica, donde se observa el importante peso de las centrales a gas natural, seguidas de las de carbón.

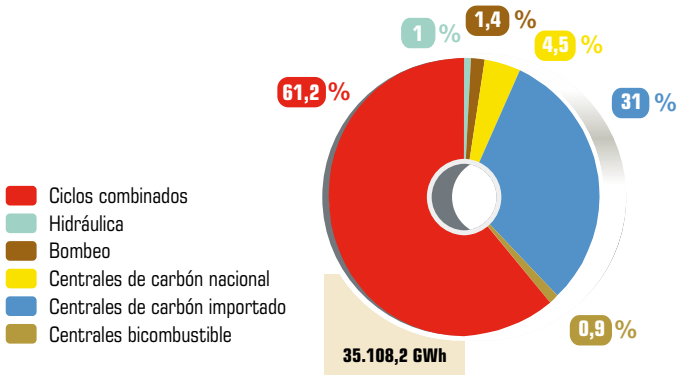


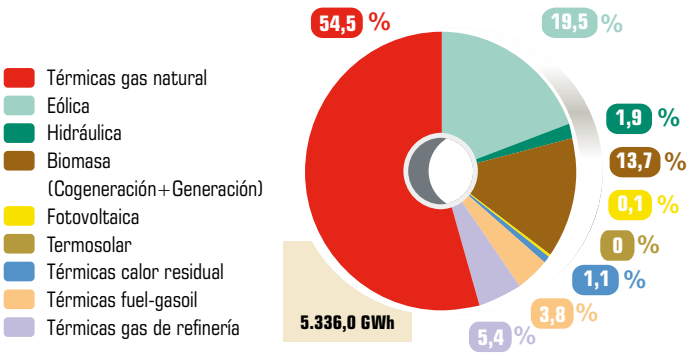

**GRÁFICO 19**
Producción bruta del Régimen Ordinario 2006

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

Relativo al Régimen Especial, a finales de 2006, la energía aportada por éste ascendió a 5.336,0 GWh. Sumando a esta cantidad los consumos de generación, los autoconsumos y la energía solar fotovoltaica aislada, se obtiene una producción bruta de 6.309,7 GWh.

En la siguiente gráfica se muestra el reparto de la producción procedente del Régimen Especial por tecnologías a finales de 2006.

**GRÁFICO 20**
Energía adquirida al Régimen Especial 2006




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

## Infraestructura gasista

El enclave geográfico de Andalucía la hace un eslabón primordial dentro del sistema gasista nacional, ya que alberga dos importantes puntos de entrada de este combustible en la península: la conexión internacional Magreb-Europa, que une los yacimientos argelinos de Hassi R´Mel con la península a través del municipio de Tarifa (Cádiz), y la planta de regasificación de GNL de Palos de la Frontera (Huelva). A su vez, Andalucía cuenta con los únicos yacimientos de gas natural existentes en 2007 en la Península, uno de los cuales, Marismas, se ha transformado recientemente en almacenamiento subterráneo.

Junto con la infraestructura anterior, la región cuenta con un tejido notable de gasoductos de transporte y distribución de gas natural, que por un lado permiten que una buena parte de la geografía andaluza se encuentre en disposición de ser suministrada con gas natural canalizado, y por otra, conecta los puntos de entrada anteriores con la zona central de la península.

La red de transporte primario ($p \geq 60$ bar) de la Comunidad Autónoma andaluza alcanzó a finales de 2006 un total de 1.731,3 km. La red de transporte secundario ($60 \text{ bar} > p > 16$ bar) llegó a los 73,81 km en esa fecha.




**CUADRO 23**
Sistema gasista

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

En cuanto a la infraestructura de distribución, la red doméstico-comercial ha alcanzado a finales de 2006 los 2.849,6 km, y la red APA andaluza (preferentemente para uso industrial) ha llegado en 2006 a los 414,2 km de longitud.

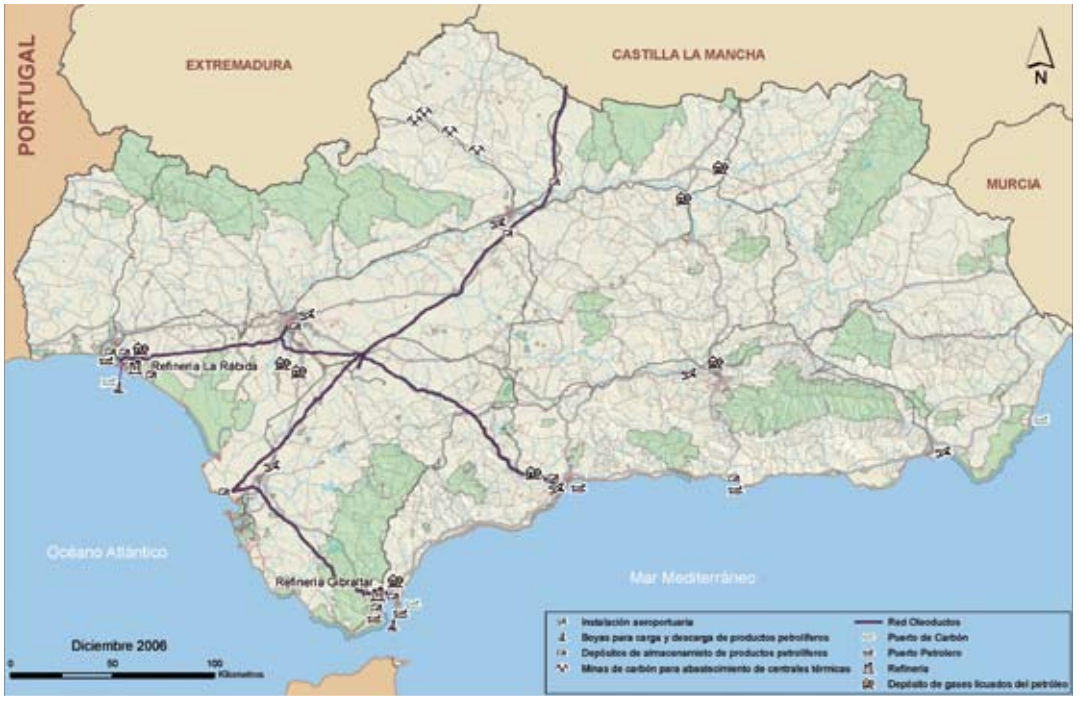
A finales de 2006 se disponía de plantas de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) para uso doméstico–comercial en servicio en Baza, Guadix, Cádiz, Rota, Almería, Ayamonte, Vélez-Málaga, Ronda y El Ejido, con una capacidad total de 1.120 $m^3$

## Infraestructura asociada al sector petróleo

La actividad de refino en Andalucía se desarrolla en dos refinerías: “La Rábida”, situada en el término municipal de Palos de la Frontera (Huelva), y “Gibraltar” ubicada en la Bahía de Algeciras, en el término municipal de San Roque (Cádiz). Entre las dos refinerías suman una capacidad nominal de tratamiento de crudos de 17.000.000 t/año y una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 3,4 millones de $m^3$ entre crudos y productos terminados.

Andalucía cuenta con una amplia red de oleoductos repartidos en dos ejes principales, el oleoducto denominado “Rota-Zaragoza”, que realmente alcanza hasta el Campo de Gibraltar y el oleoducto denominado “Huelva-Sevilla-Córdoba”, que también conecta con Málaga,

**CUADRO 24**
Infraestructura del carbón y el petróleo




FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía.

y con diez instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos con capacidad para albergar 1.447.160 $Nm^3$ de productos, a los que hay que sumar los 15.338 $m^3$ de capacidad de almacenamiento repartidas en seis instalaciones aeroportuarias.

Además de la infraestructura anterior, la Comunidad andaluza alberga puntos de carga y descarga de productos petrolíferos en las provincias de Huelva, Cádiz (Algeciras y San Roque), Granada (Motril) y Málaga y 1.656 puntos de venta de combustibles de automoción.

## Infraestructura asociada al sector del carbón

Andalucía cuenta con tres puntos de entrada de carbón de importación en los puertos de Huelva, Bahía de Algeciras y Almería. Estos dos últimos coincidentes con los centros de generación eléctrica con este combustible: Central térmica «Los Barrios» y Central térmica «Litoral de Almería».

## 4.3. ANÁLISIS DE LAS EMISIONES DEL SECTOR ENERGÉTICO ANDALUZ

El desarrollo económico y social ha venido de la mano de un aumento continuado de las emisiones de gases de efecto invernadero[22], hasta tal punto que la alteración del clima constituye hoy día una gran amenaza para el medio ambiente y para una buena parte de los usos y actividades en el Planeta. La disociación entre el crecimiento económico y el uso de recursos constituye por tanto el gran reto de cara a conseguir un nuevo modelo de sostenibilidad.

El desarrollo económico y social ha venido de la mano de un aumento continuado de las emisiones de gases de efecto invernadero

Las emisiones de gases de efecto invernadero en Andalucía están experimentado un considerable crecimiento. Entre el año 1990 y el año 2004[23] se habían incrementado en un 67,2% (por encima de la media nacional, que fue de 52,9%), representando el 14,5% del total de las emisiones asociadas al territorio nacional. Las emisiones producidas por el sector energético andaluz crecieron el 92% en el mismo período, y cerca de un tercio de las emisiones de GEI se deben al sector energético, englobando este sector las actividades de producción y transformación de energía y extracción y distribución de combustibles fósiles.

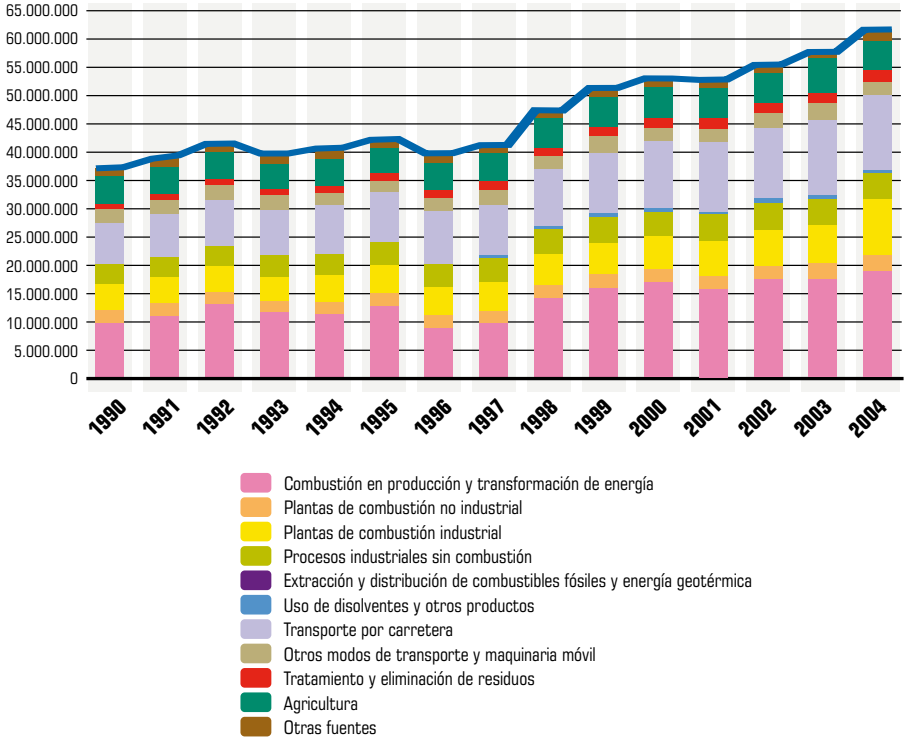



**GRÁFICO 21**
Evolución de las emisiones de GEI por sectores en Andalucía

UNIDAD:
Toneladas equivalentes de $CO_2$

FUENTE:
Plan Andaluz de Acción por el Clima 2007-2012: Programa de Mitigación

22 Gases de efecto invernadero (GEI): dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos, hexafluoruro de azufre.

23 Fuente: Plan Andaluz de Acción por el Clima 2007-2012: Programa de Mitigación.

Esta situación refleja una vinculación fuerte entre el desarrollo económico andaluz y un incremento del consumo de combustibles fósiles; lo que se traduce en elevados índices de emisiones de $CO_2$.

El análisis de las emisiones per cápita arroja los siguientes datos: las toneladas de $CO_2$ equivalentes por habitante en Andalucía se situaban en 2004 en 8, por debajo de la media nacional (9,9 toneladas de $CO_2$ eq/hab). En 1990 estos ratios se cifraban en 5,2 toneladas de $CO_2$ eq/hab en la Comunidad andaluza y 7,5 toneladas de $CO_2$ eq/hab en España, habiendo experimentado en ambos casos un continuo crecimiento en el período 1990-2004, del 54,3% y 38,1% respectivamente. Estas cifras reflejan el proceso general de reducción del diferencial de desarrollo entre España y Andalucía, situándose en ambos casos por debajo de la media de los Estados miembros que participaron en el reparto de los objetivos establecidos en el Protocolo de Kyoto (UE-15) (11 toneladas de $CO_2$ eq/hab).

El nexo de unión fundamental entre los tres aspectos básicos de la sostenibilidad (economía, sociedad y medio ambiente), lo constituye la energía. El crecimiento económico conlleva, según el modelo imperante, un incremento de la demanda de energía. Este incremento se ha satisfecho tradicionalmente mediante fuentes fósiles, provocando lo que se viene a denominar una “carbonización” de la economía. Y esto se traduce necesariamente en elevados índices de emisiones de $CO_2$.

El reparto por sectores de las emisiones de gases de efecto invernadero en Andalucía refleja el peso que las actividades de extracción, producción, transformación y distribución de la energía tienen sobre el total. En el período 1990-2004 se observa que hay dos sectores cuya contribución al total de emisiones es importante y ha ido creciendo a lo largo de estos años. Se trata de la combustión para la producción y transformación de energía y el transporte por carretera.

En 2004, cerca de un tercio de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Comunidad andaluza se debieron al sector energético. Andalucía cuenta con importantes centros de procesado y transformación de energía; centrales térmicas de carbón, fuel-gas y ciclos combinados a gas natural, así como las refinerías ubicadas en Cádiz y Huelva, junto a instalaciones de extracción, transporte y distribución de combustibles fósiles: carbón, productos petrolíferos y gas natural. A pesar de ello, el cambio del mix de generación eléctrica en la Comunidad Autónoma, con un mayor peso de las renovables y del gas natural, supone la reducción de las emisiones procedentes de dicho sector por GWh producido.




5

# Un nuevo modelo energético para Andalucía

El modelo energético descrito en este capítulo representa la referencia a la que tender en el futuro. Un nuevo modelo conformado en base a una mayor diversificación energética con un elevado aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables; en la gestión de la demanda, poniendo en valor medidas de ahorro y eficiencia energética; y en elevados niveles de autosuficiencia de los centros de consumo.

Ello requerirá una profunda transformación del sistema energético actual, cuyo alcance, dada su trascendencia, debe situarse en el largo plazo.

## 5.1. UNA NUEVA CULTURA ENERGÉTICA

El contexto general de la situación energética ha quedado caracterizado por las incertidumbres ligadas al cambio del clima en la Tierra y a la vulnerabilidad derivada de la escasez de recursos fósiles. Este hecho introduce un cambio conceptual sobre la planificación energética tradicional centrada en garantizar el suministro energético suficiente a un precio asequible con la calidad adecuada.

Dicho cambio deberá establecer un nuevo marco energético para alcanzar el desarrollo sostenible de la sociedad andaluza, entendido como la capacidad de asegurar el bienestar de los ciudadanos a largo plazo, manteniendo un equilibrio razonable entre seguridad y abastecimiento energético, desarrollo económico, satisfacción de las necesidades sociales, servicios de energía competitivos y protección del medio ambiente a nivel local y global.

No se trata ya de evaluar qué infraestructuras y servicios energéticos son necesarios para una demanda que crece sin que parezca afectarle los límites, sino de valorar si dicha demanda a largo plazo puede satisfacerse o no bajo criterios de suficiencia, sostenibilidad y solidaridad, introduciendo la **gestión de la demanda** como un ejercicio previo a la satisfacción de ésta. Para ello será fundamental la participación directa de todos los agentes implicados, administración pública, agentes económicos y sociales, investigadores, educadores, medios de comunicación y ciudadanos en general, creando una conciencia colectiva ante un problema, el energético, que ya es una realidad, en lo que será una nueva cultura energética.

Durante décadas, la sociedad occidental ha incorporado valores profundos de disponibilidad energética basados en las grandes prestaciones y avances que ha propiciado la combinación de grandes centros de producción de energía (centrales y refinerías) y redes de distribución. Es preciso cambiar este paradigma por otro en el que rijan los principios de autosuficiencia y adaptación a las condiciones específicas. Autosuficiencia que implica el que sólo se trasladen a la red aquellas demandas de energía que no es posible resolver con soluciones autosuficientes y renovables. Y adaptación de la forma de producir y de bienestar a las condiciones climáticas, territoriales y culturales.

Un nuevo modelo de desarrollo requiere una profunda transformación del sistema energético actual

Si se quiere que la nueva planificación energética de Andalucía para los próximos años alcance su objetivo fundamental de garantizar el suministro energético suficiente y de calidad para todos los andaluces, que contribuya al desarrollo de Andalucía siempre bajo condiciones de sostenibilidad económica, social y ambiental, es imprescindible una mayor **integración con otras políticas sectoriales** mediante un diálogo permanente y una acción conjunta con todos los agentes implicados.

La planificación energética ha de incorporar otras políticas en la consecución de los objetivos y contenidos programáticos de la política energética. No sólo las inversiones que se realicen en el sector energético han de planificarse bajo la óptica de la sostenibilidad, sino que es fundamental la incorporación de criterios de buen uso de la energía al proceso ordenador del territorio desde su inicio, en la propia configuración de la estructura territorial y en los modelos de ordenación espacial de usos y actividades, en los planteamientos urbanísticos y de movilidad, la industria, el turismo o el sector de la edificación, habida cuenta de que la planificación de hoy será la realidad de mañana y que en las políticas que actúan sobre la realidad socioeconómica la Comunidad Autónoma tiene mayor margen de actuación.

Este cambio hacia un modelo energético más sostenible desde el punto de vista social, económico y ambiental no puede hacerse sin la implicación decidida de todos los andaluces, en todos los ámbitos. Y esto sólo será posible si se crea **una conciencia colectiva** que valore la energía como un bien valioso y limitado, aceptando la existencia de límites y de escasez de la cual se deriva la **necesidad de adaptarse** a otras pautas de consumo y de colaborar en la creación de condiciones de equilibrio en el sistema energético.

El ciudadano es al fin y al cabo el objeto último del sistema. Es él quien demanda unos servicios energéticos para desarrollar su actividad diaria, y es también el que tiene en su mano conseguir en gran medida el cambio hacia una nueva cultura energética dónde

la autosuficiencia, el consumo responsable y el valor de las energías renovables y la eficiencia energética, sean componentes básicos de los hábitos y las decisiones de las empresas y la población en general.

La actuación de la Junta de Andalucía en este momento histórico debe combinar el empeño en desarrollar los componentes de la política europea y nacional que le corresponden en renovabilidad, ahorro, eficiencia, innovación y gestión de redes, con un nuevo esfuerzo a medio y largo plazo para que prevalezca esta nueva cultura entre los ciudadanos, las empresas y las administraciones públicas. Su implantación en la sociedad andaluza plantea uno de los retos fundamentales, si no el principal, en este camino que se abre en la nueva planificación energética andaluza.

**El concepto "nueva cultura de la energía" emana de la ineludible necesidad de dar respuesta al complejo reto del cambio climático, la vulnerabilidad de un sistema energético vertebrado en los combustibles fósiles y el compromiso de garantizar el suministro energético de calidad a la ciudadanía.**

**En este sentido, Andalucía se plantea las siguientes claves para el éxito de su nuevo marco energético:**

- **una adecuada gestión de una demanda creciente de energía,**
- **el principio de autosuficiencia,**
- **el abandono progresivo de los combustibles fósiles a favor de las energías renovables,**
- **la integración de la innovación y las nuevas tecnologías en materia energética,**
- **la transversalidad de las estrategias energéticas en todos los órdenes, con especial consideración en la ordenación del territorio,**
- **introducir en la sociedad el valor del uso racional de la energía.**

## 5.2. UN NUEVO MODELO ENERGÉTICO PARA ANDALUCÍA

La formulación del Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013 (PASENER 2007-2013), a partir del Acuerdo de 13 de junio de 2006, del Consejo de Gobierno, en el que se recoge la necesidad de elaborar un nuevo plan energético sobre la base de los compromisos adquiridos en el Protocolo de Kyoto, según se establece en el eje quinto del VI Acuerdo de Concertación Social, incorpora cambios en los principios de la política energética que, por un lado, profundizan en los pilares que configuraban ésta en el PLEAN 2003-2006 y que, por otro, elevan el alcance de las finalidades de la política energética aspirando a un cambio de modelo energético que propicie cambios estructurales en el sistema y la consolidación de una nueva cultura energética impregnada de una conciencia colectiva que considere la energía como un bien valioso y escaso.

Pilares fundamentales de este modelo: mayor diversificación energética, aprovechamiento de recursos energéticos autóctonos y renovables, gestión de la demanda e innovación

En esta reorientación estructural del sistema energético andaluz se debe buscar un reposicionamiento basado en el **mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de la región** y en la definición global de un modelo energético plenamente adaptado a las condiciones climáticas, culturales y económicas de Andalucía.

Durante años, la política autonómica, acoplada con la europea, ha estado centrada en diversificar las fuentes de energía, en modular las demandas (ahorro y eficiencia) y en optimizar el funcionamiento de las redes. En el momento presente, se requiere además afrontar la cuestión energética desde su raíz, estudiando la viabilidad de ciertas demandas energéticas y propiciando un elevado nivel de autosuficiencia en los centros de consumo. De esta forma las redes energéticas deberán recibir prioritariamente las necesidades energéticas que no sea posible resolver de ninguna otra manera en los centros de consumo y que resultan imprescindibles para la actividad productiva y el bienestar de los andaluces.

Esta innovación profunda puede y debe ser la desencadenante de una configuración y expansión del conglomerado (cluster) de empresas regionales de bienes y servicios, tanto para atender a las necesidades de las empresas y familias andaluzas como para exportar el modelo, el conocimiento y los productos a otras zonas con condiciones asimilables.

Respecto a los sectores productivos (agrario, industria y servicios), la política energética debe estar orientada a dotar a los establecimientos empresariales de soluciones en el nuevo marco energético, propiciando la incorporación de instalaciones que incrementen la autosuficiencia (renovables y cogeneración), el ahorro y la eficiencia.

Respecto al sector residencial, que será, con toda probabilidad, el factor que más incidencia vaya a tener en el sistema energético andaluz, tanto en su conformación y organización,



como en su propia viabilidad, el escenario al que nos aproximamos puede poner en cuestión el principio básico de la política energética durante el siglo pasado de satisfacción de las demandas sin importar su volumen ni el lugar donde se producen, además de su repercusión en el transporte. Por ello, es especialmente relevante asegurar que sólo se demandan a la red aquellas necesidades energéticas que no se pueden cubrir "in situ". Así, han de ser favorecidas las condiciones para que los edificios y las urbanizaciones resuelvan con criterios de diseño la mejor integración en el medio para reducir las necesidades energéticas y que se doten de medios propios para generar con fuentes renovables la mayor cantidad posible de energía.

Las administraciones públicas, en su calidad de demandantes, tienen también un reto ineludible de liderar y protagonizar estas nuevas pautas tanto en el espacio e instalaciones públicas, como en sus edificios. La iluminación pública o las instalaciones de eliminación de residuos y los numerosos edificios públicos pueden incorporar sistemas de generación de energía renovable para abastecerse con medios propios de parte de la energía que necesitan, mejorar la eficiencia de sus instalaciones e incorporar criterios estrictos de gestión que representen, en conjunto, una referencia para el conjunto de la sociedad.

Respecto al transporte, cuidando en primer lugar que éste sea de calidad, debe tenerse en cuenta el respeto al medio ambiente y favorecer un reparto modal equilibrado, con predominio de los modos más eficientes mediante el desarrollo de redes de transportes públicos,

intra e inter urbanos, y la diversificación de las fuentes energéticas mediante el desarrollo de una red apropiada de distribución.

En este nuevo modelo energético, el ciudadano tendrá un papel activo, ya que no sólo se limitará a demandar y consumir energía, sino que habrá de hacerlo bajo criterios de ahorro y eficiencia energética. Para ello, será necesaria una labor de formación e información por parte de la Administración para conseguir la progresiva implantación en la sociedad andaluza de nuevos valores de la energía como bien básico y escaso. Este cambio de valores supone, igualmente, la aceptación de los principios de adaptación. Es decir, en Andalucía se debe vivir de forma singular y adaptada a las condiciones ambientales y territoriales de la región.

Junto a todos estos retos ineludibles, se presenta para Andalucía una oportunidad histórica de estar en primera línea del nuevo modelo energético a nivel mundial. Andalucía dispone de las tecnologías energéticas y goza de la sensibilidad, la cercanía humana, geográfica y climática en relación al tercer mundo. Somos el mejor puente tecnológico y cultural entre Europa y África, así como entre Europa y América Latina. Los nuevos modelos energéticos que se desarrollen en Andalucía serán fácilmente trasladables a esas otras regiones del mundo. Es posible configurar en Andalucía un modelo energético que sirva de referencia a otras regiones y que cree oportunidades de exportación de bienes y servicios a nuestro tejido productivo.

En este sentido, la Comunidad andaluza, aunque deficitaria en recursos energéticos fósiles, es muy rica en recursos renovables; convertir a la industria de las energías renovables en una industria estratégica desde el punto de vista tanto de la seguridad energética como del desarrollo económico, social y medioambiental sostenible supone una oportunidad que exige gran capacidad innovadora, como actividad de generación de conocimiento, ya que **"la actividad innovadora es un factor fundamental para estimular el crecimiento de la productividad y la competitividad y un factor clave para lograr un crecimiento sostenible"** (Consejo Europeo de Lisboa).

Todo lo anterior introduce en el proceso de planificación dimensiones nuevas que pueden resumirse en los siguientes puntos:

## Carácter transversal de la política energética

La política energética debe incorporarse activamente al proceso ordenador del territorio desde su inicio e introducir la dimensión energética en las decisiones básicas de crecimiento urbano y ordenación de usos para garantizar un desarrollo equilibrado y sostenible. En la situación presente, no es admisible que el suministro energético sea una aportación posterior al estudio de la ordenación del territorio, simplemente para satisfacer sus necesidades.

Es preciso por tanto internalizar que la política energética tiene un carácter transversal en relación con las restantes políticas, para lo cual es preciso establecer nuevos cauces de coordinación a través de los instrumentos de planificación territorial de la Ley 1/94 de Ordenación del Territorio, o aquellos otros mecanismos interadministrativos que se habiliten.

Así, por ejemplo, la incidencia ambiental en el medio natural de las nuevas formas de producción de energía útil a partir de fuentes renovables, la dimensión ambiental de emisiones de las centrales térmicas o las consecuencias energéticas y ambientales del crecimiento urbanístico y productivo o el incremento sostenido de la movilidad, son cuestiones que serán contempladas en el proceso de elaboración y aprobación de la nueva planificación y en sus instrumentos de desarrollo.

Es preciso que la política energética adquiera una dimensión transversal en relación con el resto de políticas, especialmente las territoriales

En especial, se deberán habilitar nuevos procedimientos de colaboración para asegurar la viabilidad e idoneidad de los crecimientos urbanísticos en zonas con riesgo de saturación, tales como el litoral y las aglomeraciones urbanas.

En este mismo sentido, los instrumentos de planificación deberán valorar el marco de demanda de los desarrollos urbanos e industriales, las consecuencias energéticas de la movilidad relacionada con la organización territorial, las nuevas formas de ocio y deporte, las prioridades territoriales en escenario de recursos energéticos escasos y el potencial de desarrollo económico en determinados territorios en relación con el nuevo esquema energético.

## Gestión óptima de la demanda y generación distribuida

En el nuevo modelo energético, la cultura del ahorro energético queda integrada en la población, influyendo en sus hábitos de consumo, modos de desplazamiento, o demanda de servicios energéticos. La conciencia colectiva por el problema de la energía y sus consecuencias medioambientales moverá a los ciudadanos y a las empresas a usar la energía de forma racional, propiciando el máximo nivel de autosuficiencia, empleando sistemas más eficientes y procurando el máximo ahorro.

En ese camino hacia la nueva cultura de la autosuficiencia y el ahorro energético, serán claves los mensajes y la información que reciba el ciudadano y la definición de enfoques y soluciones plenamente adaptados a las condiciones climáticas, económicas, ambientales y sociales de Andalucía.

La Administración debe ser un ejemplo en el buen uso de la energía, asumiendo un compromiso propio de autosuficiencia y ahorro energético que sirva de referencia a la población en general. Es necesario cambiar el modelo actual de las contrataciones públicas, introdu-

ciendo criterios de eficiencia energética en cualquier suministro o servicio energético que demande la administración.

Esos criterios de buen uso de la energía deben ser introducidos también en políticas no directamente energéticas, como la política urbana, la reducción de las demandas básicas de movilidad, el cambio modal en los desplazamientos o la política industrial, incorporando en la planificación urbanística las actuaciones tendentes a dotar de instalaciones de generación a los sistemas de gestión pública de servicios, así como a los diferentes centros de consumo (parques empresariales, edificios, etc.) y las medidas que optimicen el consumo energético de los edificios y urbanizaciones mediante la aplicación de criterios de diseño y ejecución. En este sentido, se pretende incorporar las políticas autonómicas con mayor incidencia en la gestión de la energía para que compartan criterios de intervención de ordenación basados en la innovación (y también en la experiencia histórica) de formas de uso del suelo, de productos y de procesos plenamente adaptados al territorio andaluz.

## Primacía de las energías renovables frente al cambio climático y la dependencia energética exterior

### Priorizar el uso de energías renovables

En el nuevo modelo energético, las energías renovables ocupan por derecho propio un puesto predominante, por su carácter sostenible, distribuido y en armonía con el medio ambiente. Frente a la amenaza de un cambio climático cuyas consecuencias podrían resultar ya irreversibles y la acentuación de los problemas de suministro energético, que dibujan un escenario cada vez más cercano de escasez de combustibles fósiles para cubrir la creciente demanda de energía, a precios muy elevados, el aprovechamiento del importante recurso renovable que posee Andalucía supone dotar a ésta de una energía autóctona y segura que minimice en un futuro el impacto de las inestabilidades del mercado energético internacional.

Además, el desarrollo de capacidades propias en el campo de las energías renovables reporta beneficios económicos, sociales y medioambientales, constituyendo una excelente oportunidad para situarse en una posición de ventaja en un mercado cada vez más competitivo, estimulando el crecimiento económico, la exportación de bienes y servicios y la creación de puestos de trabajo.

El potencial eólico aprovechable existente, la alta disponibilidad de biomasa, la gran capacidad para la producción de cultivos energéticos y, sobre todo, la abundancia de recurso solar, hacen que Andalucía destaque respecto del resto de las Comunidades Autónomas y de la mayoría de las regiones de la Unión Europea.

Sin embargo, a pesar del importante esfuerzo que se ha llevado a cabo para el fomento de las energías renovables, muchas son las barreras que todavía persisten y que dificultan el desarrollo de estas tecnologías. En esta nueva fase, se ha de procurar la resolución de los



estrangulamientos que impiden o retrasan el pleno desarrollo del potencial de generación a partir de fuentes renovables, tanto con destino a la red, como para autoconsumo.

No sólo se ha de favorecer el uso de energía procedente de fuentes renovables, sino también la propia industria de las energías renovables, que puede ser catalogada de alto *valor añadido* y convertirse en una industria estratégica, tanto desde el punto de vista de la seguridad energética, como del desarrollo económico y social.

Entre las características principales del tejido industrial asociado a las energías renovables destacan: su dinamismo, por tratarse de productos en continuo avance y transformación; su innovación, pues es necesario adoptar soluciones que permitan el avance, tanto en los productos como en las estructuras de las propias empresas; su alto desarrollo tecnológico, pues los productos requieren la incorporación de tecnologías telemáticas, nuevos materiales, microelectrónica o diseño; su capacidad de expansión pues, aunque los mercados locales son el germen de la industria, el futuro que se vislumbra estará en otros países en vías

de desarrollo que demandan tecnologías, más eficientes que las actuales; su demanda de empleo, caracterizado por su *estabilidad*, ya que se trata de un sector con una proyección muy importante; su *alta cualificación tecnológica*, debido al continuo avance de las diferentes tecnologías y su *reconocimiento social*, debido a la doble misión como suministrador de energía y protector del medio ambiente.

El desarrollo a gran escala de las distintas tecnologías de aprovechamiento de los recursos renovables va a suponer en un futuro a largo plazo el despliegue de una elevada capacidad de almacenamiento y transporte, tanto en tiempo (almacenamiento de energía producida para su posterior utilización), como en la extensión del territorio necesario para dicho almacenamiento, así como a la puesta en práctica efectiva del concepto de consumo próximo a la generación a través de redes locales que potencien la generación distribuida, tanto eléctrica como térmica.

## Innovación en tecnología y procesos

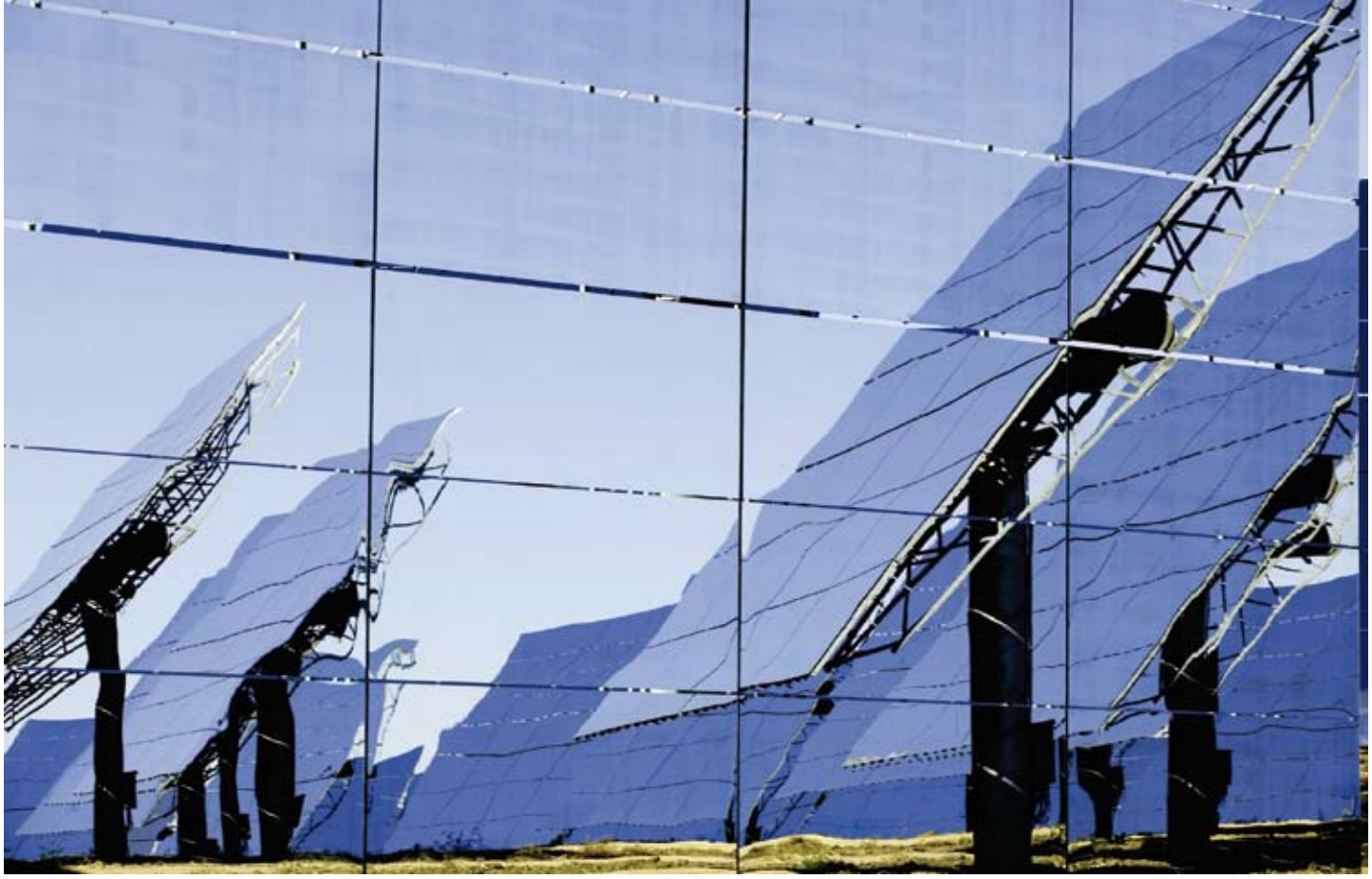
La Innovación es la clave del progreso económico y social en los países más avanzados. En la economía globalizada un modelo de desarrollo económico, socialmente equilibrado y sostenible a largo plazo, debe sustentarse en la innovación y la creación de conocimiento, siendo el I+D+i la punta de lanza de la competitividad.

La actividad de I+D+i repercute en beneficios para la sociedad a través de varios mecanismos: produce conocimiento y tecnología que contribuyen a mejorar la calidad de vida de la ciudadanía, aumenta la competitividad de la industria local, y genera valor por sí misma, exportando know-how, patentes y procedimientos.

Las regiones del mundo desarrollado son energéticamente dependientes de los combustibles fósiles, que, en general, se extraen en otras regiones menos prósperas del mundo. El caso de Andalucía es especialmente delicado debido a la escasez de recursos energéticos convencionales propios.

La transición desde un consumo desaforado de combustibles fósiles, cuya disponibilidad está limitada y cuyo impacto ambiental es insostenible, hasta un sistema energético basado en tecnologías limpias, energías renovables y alta eficiencia, plantea un desafío ineludible en el campo científico-tecnológico y en el campo social.

Las nuevas tecnologías energéticas son, en general, tecnologías emergentes. Tienen gran recorrido de penetración en los mercados, lo que las hace más atractivas, si cabe, para realizar un esfuerzo en desarrollo e innovación. En otros campos (como el aeronáutico, los computadores, etc.) se alcanzó la madurez tecnológica y el pleno desarrollo de los mercados





en la segunda mitad del siglo XX propiciando que en dichos campos existan regiones del mundo ya posicionadas tecnológicamente. En el campo de las energías renovables, las nuevas técnicas de ahorro, los sistemas innovadores de gestión de la energía etc. se prevé que el desarrollo completo de los mercados tenga lugar en las primeras décadas del siglo XXI.

La innovación tecnológica situará a Andalucía entre las regiones más avanzadas del mundo

Por tanto, la innovación en materia energética es no sólo una necesidad impuesta, sino además una excelente oportunidad para que Andalucía se sitúe entre las regiones más avanzadas del mundo, al ser deficitaria en recursos energéticos fósiles pero muy rica en recursos renovables. Hay potencial eólico aprovechable, alta disponibilidad de biomasa de carácter residual, gran capacidad para producir cultivos energéticos, y sobre todo Andalucía destaca, respecto de la mayoría de regiones de la UE (y del mundo desarrollado en general) en abundancia del recurso solar. Existen numerosos grupos de investigación de excelente nivel en universidades y centros de investigación (fundamentalmente de carácter público), y en el sector privado se cuenta también con empresas tecnológicamente avanzadas en el sector de la tecnología energética.

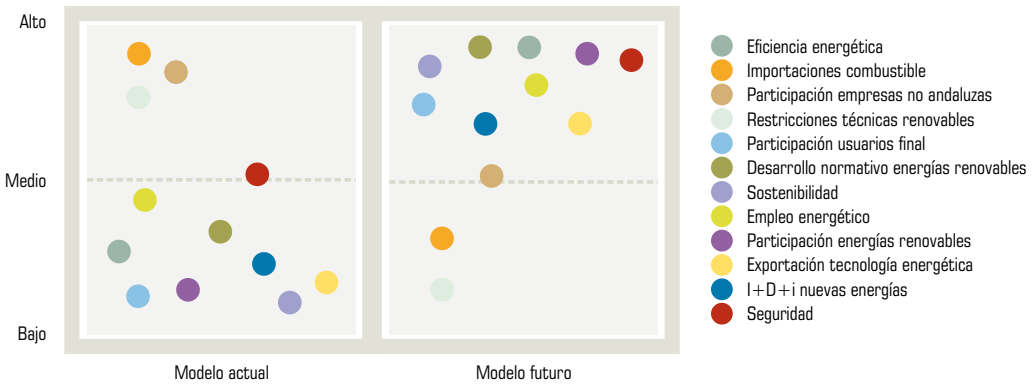
La culminación y coherencia de todo el planteamiento de este Plan, es la aproximación a un **nuevo modelo energético** que dé respuestas a las necesidades de abastecimiento de energía de

las empresas y los ciudadanos sin generar desequilibrios ambientales, económicos y sociales, incidiendo favorablemente en la generación del empleo. Para ello, el mejor enfoque es adaptar al máximo la aparición de demandas energéticas, la autosuficiencia de las unidades de consumo, la generación de energía eléctrica, el transporte y la aplicación de energías a las condiciones específicas de Andalucía en relación con el clima, con el medio natural, con el territorio, con su cultura y con las formas históricas de la sociedad andaluza de relacionarse con su medio.

La definición de este modelo requiere una profunda innovación en la política energética, pero también en la política territorial, en la política ambiental, en la tecnológica, en la económica, en los hábitos sociales y en otros muchos ámbitos de conocimiento y de la actuación pública. Sin embargo los beneficios que pueden obtenerse justifican el esfuerzo de la sociedad andaluza con esta finalidad. No sólo por las evidentes mejoras que se producirían en el funcionamiento del sistema energético, sino por la oportunidad de enfrentar los años inciertos que se avecinan con una estructura productiva más competitiva, capaz de liderar internacionalmente un modelo productivo y exportar tecnología, bienes y servicios, redundando todo ello en una mejora del bienestar de los andaluces.

Todo lo anterior puede representarse gráficamente según el siguiente esquema, mediante el análisis cualitativo de los principales aspectos que diferencian el modelo energético actual del modelo futuro a largo plazo:

**GRÁFICO 22**
Diagrama comparativo modelo actual/modelo futuro



En el modelo energético futuro, aspectos tales como la participación de las energías renovables en la combinación energética, la eficiencia energética o la mitigación de las emisiones de gases invernadero, con insuficiente protagonismo en el sistema energético actual, alcanzarán un elevado grado de desarrollo e implementación. Una mayor actividad en investigación, desarrollo e innovación, será decisiva en la consecución de estos objetivos.

Todo ello repercutirá en una mayor seguridad de suministro de energía y menor vulnerabilidad ante problemas de abastecimiento, consecuencia de la menor dependencia de combustibles importados. Por otra parte, el sector empresarial andaluz, sustentado en la innovación y el desarrollo tecnológico, se posicionará en el nuevo modelo con una estructura productiva más competitiva, exportando tecnología energética y adquiriendo un mayor protagonismo tanto en la economía andaluza como en los mercados nacional e internacional, incidiendo de forma muy positiva en la demanda de empleo.

Una mayor actividad en investigación, desarrollo e innovación será decisiva en la consecución de los objetivos del Plan

**El cambio de tendencia en el consumo energético de la sociedad andaluza, en consonancia con el patrón de una economía globalizada en la que se haya inmersa, obliga a la revisión en profundidad del actual modelo energético. Este importante reto proporciona oportunidades para Andalucía basadas en su capacidad demostrada para adaptarse a los cambios históricos, en su solidez para liderar la producción de bienes y servicios eficientes y de calidad, en su esfuerzo por trasladar esta estrategia a todos los sectores socioeconómicos y, en definitiva, en su capacidad para situarse como referente mundial, ofreciendo respuestas innovadoras y competitivas acordes con el nuevo contexto energético.**


6

# Objetivos del Plan

El cambio de hábitos de consumo, la migración hacia un nuevo sistema de infraestructuras energéticas y el desarrollo de nuevas tecnologías, suponen modificaciones de base en un sector muy consolidado y con una gran inercia. Por ello, la implantación efectiva del nuevo modelo energético por el que se aboga en apartados anteriores es una cuestión alcanzable a largo plazo.

El Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética representa un primer paso hacia ese nuevo modelo, que abarca el período comprendido entre los años 2007 y 2013 y que persigue:

El plan persigue introducir en la sociedad una nueva cultura energética

- **Acompasar el crecimiento económico con la cohesión social en todo el territorio, con la protección del patrimonio natural y cultural que posee Andalucía y sin generar desequilibrios en el ecosistema global, especialmente los asociados al gran reto que plantea el cambio climático,**

- **Introducir en la sociedad una "nueva cultura energética", de forma que aflore una conciencia colectiva que valore la capacidad de acceso a las distintas fuentes de energía con elevados niveles de seguridad y calidad, y los efectos que ello ocasiona en el entorno, adoptando decisiones consecuentes con ello.**

Estas premisas se formulan a través de los siguientes **objetivos estratégicos**:

- Priorizar el uso de las fuentes renovables como medida para incrementar el autoabastecimiento energético de los andaluces, la protección del medio ambiente y la implantación de un sistema energético distribuido.

- Involucrar al conjunto de la sociedad (administración, agentes económicos y sociales y ciudadanos) en los principios de la nueva cultura de la energía, de manera que arraigue en ella una conciencia de la energía como bien básico y escaso, y se fomente la eficiencia y el ahorro energético en todos los sectores consumidores.

- Contribuir a la ordenación equilibrada del territorio y al crecimiento económico mediante un sistema de infraestructuras energéticas que garantice un suministro seguro, estable,

diversificado, eficiente y de calidad a todos los andaluces, coherente y adaptado al modelo territorial establecido en el POTA.

- Impulsar un tejido empresarial competitivo basado en la economía del conocimiento en el ámbito de las tecnologías energéticas, contribuyendo a la robustez del conjunto del sistema a través de la innovación y la vinculación con la realidad andaluza.

Los objetivos anteriores definen la política energética de la administración andaluza para los próximos años. El éxito en la consecución de los mismos es un reto a la vez que un compromiso que la Junta de Andalucía asume dentro del marco competencial que le corresponde como Comunidad Autónoma.

Para la evaluación de este compromiso se ha elegido una serie de objetivos que se recogen a continuación.

## OBJETIVOS

La evolución previsible de la demanda de energía en Andalucía en los próximos siete años constituye el escenario en el que se ha de desenvolver la respuesta del sistema energético andaluz y en base a la cual se han tomado las decisiones ligadas a la planificación energética, recogidas en estas páginas. El ejercicio de prospectiva de demanda llevado a cabo se ha realizado en base a las llamadas variables básicas de escenario (ver Anexo), pero dado el complejo contexto que envuelve dicho análisis, son varias las hipótesis que se han tenido que adoptar.

Sobre este escenario tendencial, las actuaciones en ahorro y eficiencia energética supondrán una disminución de energía primaria de 1.465 ktep en 2013, dando como resultado el **escenario de ahorro**, que se toma como referencia para la adopción de los objetivos del Plan. Los crecimientos acumulados de la demanda de energía final y primaria se cifrarían en dicho escenario en el 20,9% y el 26,0% respectivamente en el período de vigencia de la planificación, con crecimientos medios anuales de estas demandas del 2,7% en el caso de energía final y al 3,4% en energía primaria.

Las hipótesis adoptadas dan como resultado la instalación de las tecnologías renovables que se recogen en la siguiente tabla, lo que se traduce en un aporte de energía primaria procedente de fuentes renovables cifrado en 4.282 ktep en 2013, siendo así la fuente de energía que mayor crecimiento registraría en los próximos años, con una tasa de variación media anual del 27,5%.

CUADRO 25

| Energías renovables por tecnologías (paramétrico) | | 2007 | 2010 | 2013 |
|---|---|---|---|---|
| Hidráulica régimen especial | MW | 129,8 | 137,8 | 148,0 |
| Hidráulica régimen ordinario | MW | 464,2 | 476 | 476 |
| Eólica | MW | 1.284 | 4.000 | 4.800 |
| Solar fotovoltaica | MWp | 36,2 | 220 | 400 |
| Solar térmica | $m^2$ | 407.000 | 765.228 | 1.341.554 |
| Solar termoeléctrica | MW | 60 | 250 | 800 |
| Biomasa uso térmico | ktep | 583,5 | 615,6 | 649,0 |
| Biomasa generación eléctrica | MW | 169,9 | 209,9 | 256,0 |
| Biomasa co-combustión | MW | 0 | 61 | 122 |
| Biogás uso térmico | ktep | 2,1 | 2,5 | 3,0 |
| Biogás generación eléctrica | MW | 16,0 | 17,1 | 20,1 |
| Biocarburantes consumo | ktep | 50 | 220 | 460 |
| Biocarburantes producción | ktep | 263,7 | 2.000 | 2.300 |
| Energía primaria procedente de fuentes renovables | ktep | 1.401 | 2.591 | 4.282 |

Las hipótesis sobre las que se basa el ahorro previsto se recogen en la siguiente tabla.

CUADRO 26

| Ahorro acumulado por sectores (ktep) | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Industria | 63,5 | 111,9 | 159,5 | 207,8 | 257,3 | 307,6 | 358,9 |
| Transporte | 111,5 | 188,7 | 264,8 | 342,0 | 421,1 | 501,5 | 583,4 |
| Edificación terciario | 10,4 | 21,4 | 28,3 | 34,1 | 38,1 | 40,5 | 42,8 |
| Edificación residencial | 13,5 | 27,9 | 36,9 | 44,5 | 49,7 | 52,8 | 55,8 |
| Doméstico | 11,2 | 24,8 | 32,4 | 38,5 | 47,6 | 55,2 | 59,8 |
| Servicios públicos | 29,9 | 53,9 | 77,6 | 101,6 | 126,2 | 151,2 | 176,6 |
| Primario (agricultura y pesca) | 9,5 | 14,3 | 19,2 | 24,0 | 29,0 | 34,0 | 39,0 |
| Cogeneración | 3,6 | 21,5 | 39,5 | 57,6 | 75,8 | 79,6 | 83,5 |
| Sector transformador | 10,6 | 19,5 | 28,3 | 37,3 | 46,5 | 55,8 | 65,3 |
| **Total** | **263,7** | **483,9** | **686,5** | **887,4** | **1.091,4** | **1.278,0** | **1.465,1** |

El acercamiento final a las hipótesis adoptadas en la prospectiva en instalaciones renovables y en ahorros energéticos sectoriales presentadas en tablas anteriores dependerá en gran medida de la cooperación público-privada, que se traducirá por una parte en el mante-



nimiento de un marco estable y suficiente de incentivos para ambas líneas, y por otra parte en una fuerte iniciativa privada para la ejecución de proyectos.

Además, se han seleccionado once objetivos asociados al escenario perseguido en la presente planificación: el escenario de ahorro. Estos objetivos tienen un marcado carácter indicativo, pues en la consecución efectiva de los mismos inciden, además del impulso de la administración pública andaluza, otros factores que escapan a su ámbito competencial.

Parte de estos objetivos se encuadran en el actual marco energético europeo y estatal, dirigidos a evaluar la situación en la que se encuentra Andalucía en los campos de las energías renovables, el ahorro energético y las emisiones de $CO_2$, que perfilan la senda de sostenibilidad energética que persigue el Plan.

Además de los anteriores, se recogen objetivos más vinculados al propio contexto andaluz y a la energía consumida por los andaluces. Estos se formulan en términos de energía final, excluyendo consumos en producción, transformación y distribución, dado que siendo Andalucía una región exportadora de energía y vectores energéticos, la inclusión de estos consumos desvirtúa en parte las conclusiones que se puedan extraer del consumo de energía derivado de la actividad diaria de la sociedad andaluza.

Por último, en lo que respecta a las tecnologías renovables, se da cabida, además de a objetivos muy vinculados a las condiciones climáticas (producción de materia prima, generación eléctrica, energía primaria), a otros más ligados a las instalaciones en sí mismas (potencia instalada).

**01** Consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables frente al consumo de energía primaria en Andalucía con fines exclusivamente energéticos.

En 2013 se contará con un aporte de las fuentes de energía renovable a la estructura de energía primaria del 18,3%.

**02** Potencia eléctrica total instalada con tecnologías renovables frente a la potencia eléctrica total existente en Andalucía.

En 2013 dicho indicador se situaría en torno al 39,1%, lo que supondrá casi quintuplicar la potencia con tecnologías renovables respecto a la situación de 2006.

**03** Producción bruta de energía eléctrica con fuentes renovables frente al consumo neto de energía eléctrica de los andaluces (se excluyen los consumos en generación eléctrica y refinerías).

En 2013 dicho indicador se situaría en el 32,2%.

**04** Ahorro de energía primaria respecto al consumo de energía primaria en Andalucía, con fines exclusivamente energéticos, registrado en el año 2006.

En 2013 se prevé ahorrar un 8% de la energía primaria consumida en 2006.

**05** Consumo de energía primaria total en Andalucía frente al Producto Interior Bruto andaluz. Se trata del indicador de intensidad energética primaria. Dicho indicador presenta una tendencia creciente en estos últimos años, tendencia que se espera frenar durante el período de vigencia del Plan.

Se pretende reducir la intensidad energética primaria en un 1% en 2013 respecto a la de 2006.

**06** Consumo de biocarburantes en el consumo total de gasolinas y gasóleos de los andaluces en el sector transporte.

En 2013 dicho indicador se situaría en el 8,5%.

**07** Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI) en Andalucía en el año 2013 frente al TIEPI actual. Con este objetivo se pretende descender el TIEPI de cada una de las zonas (urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa) en un 33% respecto a los valores actuales.

El objetivo para el año 2013 es situar el TIEPI en zona urbana en 0,86 horas, en zona semiurbana en 1,37 horas, en zona rural concentrada en 2,89 horas y en zona rural dispersa en 3,81 horas, lo que supondrá obtener un TIEPI para el conjunto de de Andalucía de 1,56 horas.

**08** Población residente en núcleos de entre 10.000 y 20.000 habitantes que dispondrán en 2013 de red de distribución de gas para uso doméstico-comercial frente a la población residente en la totalidad de los núcleos de entre 10.000 y 20.000 habitantes en Andalucía.

En 2013, el 80% de los residentes en núcleos de entre 10.000 y 20.000 habitantes deberán contar con la posibilidad de acceder al suministro de gas natural, acorde con una distribución equilibrada de dicha fuente de energía en el territorio.

**09** Emisiones de $CO_2$ derivadas de la generación de cada unidad eléctrica en Andalucía.

En 2013 las emisiones de $CO_2$ por unidad de generación eléctrica se reducirían en torno a un 20%.

**10** Emisiones de $CO_2$ evitadas como consecuencia de las medidas de ahorro y eficiencia energética y la mayor generación con energías renovables en el período de vigencia del Plan.

En 2013 las emisiones de $CO_2$ evitadas se elevarán a 11 millones de toneladas.

**11** Aporte total de las fuentes de energía renovable a la energía final consumida por los andaluces (que excluye consumos en producción, transformación, distribución), con fines exclusivamente energéticos.

En 2013 dicho indicador se situaría en el 27,7%.

Este último objetivo es novedoso en el sentido de que el indicador que lo sustenta pretende dar una idea del grado de "renovabilidad" de la estructura de abastecimiento energético medido sobre la base del consumo neto de los andaluces una vez excluido usos no energéticos.

Al formular de esta forma el objetivo se pretende centrar el análisis exclusivamente sobre aquellos consumos imputables a los andaluces, evitando así elevadas demandas de energía primaria asociadas a instalaciones que en parte abastecen de energía transformada a otros territorios, como es el caso de refinerías y centrales de generación de energía eléctrica.

## Objetivos agrupados por área de actuación

### Energías renovables

| | |
|---|---|
| Aporte de energía renovable | Energía primaria |
| Potencia eléctrica instalada con tecnologías renovables | Potencia eléctrica total instalada |
| Aporte de energía renovable | Energía final consumida por los andaluces |
| Producción de energía eléctrica con fuentes renovables | Energía eléctrica final consumida por los andaluces |
| Consumo de biocarburantes | Consumo total de gasolinas y gasóleos en automoción |

### Ahorro y eficiencia energética

| | |
|---|---|
| Consumo de energía primaria | Producto Interior Bruto |
| Ahorro de energía | Consumo de energía primaria en 2006 |

### Infraestructuras energéticas

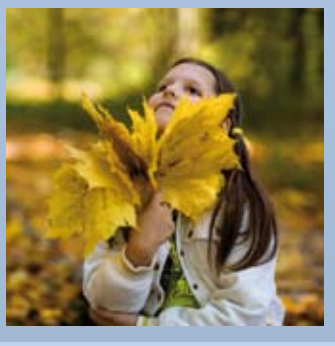
| | |
|---|---|
| TIEPI en Andalucía en 2013 | TIEPI en Andalucía en 2006 |
| Población residente en núcleos de entre 10.000 y 20.000 habitantes con posibilidad de acceso a gas | Población residente en núcleos de entre 10.000 y 20.000 habitantes |

### Emisiones de $CO_2$

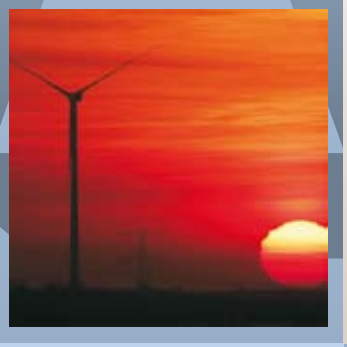
| | |
|---|---|
| Emisiones de $CO_2$ procedentes de la generación eléctrica | Energía eléctrica generada |
| Emisiones de $CO_2$ evitadas | |

# objetivos 2013

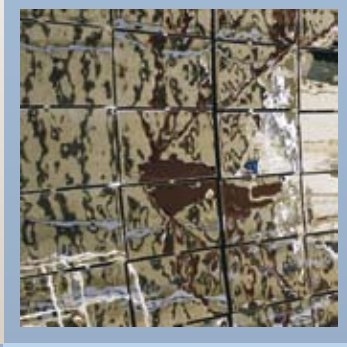
1. Contar con un aporte de las fuentes de energía renovable a la estructura de energía primaria, con fines exclusivamente energéticos, del 18,3%



2. Situar en torno al 39,1% la potencia eléctrica instalada con tecnologías renovables frente a la potencia eléctrica total



3. Situar la producción bruta de energía eléctrica con fuentes renovables en el 32,2% del consumo neto de energía eléctrica de los andaluces



4. Alcanzar un ahorro equivalente al 8% de la energía primaria consumida con fines exclusivamente energéticos en 2006



5. Reducir la intensidad energética primaria en un 1% respecto a la de 2006



6. Situar el consumo de biocarburantes respecto al consumo total de gasolinas y gasóleos en transporte en el 8,5%



7. Situar el índice de calidad de servicio (TIEPI) en zona urbana en 0,86 horas, en zona semiurbana en 1,37 horas, en zona rural concentrada en 2,89 horas y en zona rural dispersa en 3,81 horas, lo que supondrá obtener un TIEPI para el conjunto de Andalucía de 1,56 horas



8. Hacer que el 80% de los residentes en núcleos de entre 10.000 y 20.000 habitantes puedan acceder al suministro de gas natural



9. Reducir las emisiones de $CO_2$ por unidad de generación eléctrica en un 20%

10. Evitar la emisión de 11 millones de toneladas de $CO_2$



11. Hacer que el aporte total de las fuentes de energía renovable represente el 27,7% de la energía final consumida por los andaluces






7

# Programas

El cambio hacia un nuevo modelo energético no será posible sin la implicación de todos los elementos que intervienen de una forma u otra en el complejo entramado que constituye el sistema energético de Andalucía. Tres de ellos, ciudadanos, agentes económicos y sociales, y administración, constituyen los grandes sujetos objetivo, que comparten a la vez protagonismo y responsabilidad, beneficiarios del bienestar, calidad de vida, productividad, etc. que conlleva el uso de la energía y al mismo tiempo de los efectos negativos que sobre la salud, el medio natural, la competitividad, el territorio, etc. tiene el actual sistema de producción, transporte, distribución y uso de la energía. Un cuarto elemento lo constituyen las infraestructuras energéticas, de carácter horizontal.

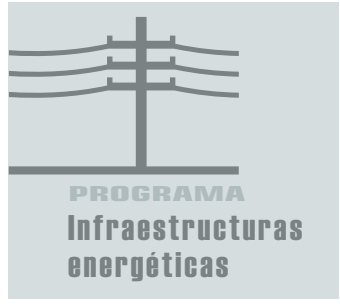
Las acciones dirigidas a alcanzar los objetivos estratégicos formulados en el presente Plan se han dividido teniendo en cuenta cada una de estas áreas, estableciéndose cuatro programas de actuación denominados «**La Energía de los Ciudadanos»**, **«Competitividad Energética»**, **«Energía y Administración»** e «**Infraestructuras Energéticas»**. La aplicación y desarrollo de las medidas contempladas en dichos programas tendrán como referencia obligatoria los ámbitos territoriales identificados en el Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía, a saber: Centros Regionales, Ciudades litorales, Ciudades Medias Interiores y Red de Asentamientos Rurales.

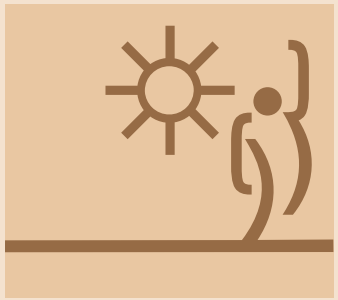










## 7.1. PROGRAMA «LA ENERGÍA DE LOS CIUDADANOS»

El cambio de modelo energético demanda el planteamiento de un esquema basado en el concepto social de la nueva cultura de la energía que, en forma análoga a la planteada en la planificación para la gestión de los recursos hídricos en forma de nueva «cultura del agua», sea capaz de dar respuesta a la necesidad de gestionar adecuadamente la demanda energética, evitando el despilfarro. En este nuevo modelo, el ciudadano pasa a ser eje vertebrador, pero no sólo por el hecho de asistir como agente pasivo al planteamiento de las medidas dispuesta por los órganos competentes en materia energética, sino como sujeto activo fundamental a la hora de participar en la toma de decisiones y en la difusión de un posicionamiento activo en la toma de conciencia sobre el problema de la energía.

### Línea de actuación «Incorporación de la gestión eficiente de la energía e integración de las energías renovables en los hábitos de consumo»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC1** | **Programa de incentivos a la instalación de tecnologías renovables en el ámbito doméstico particular y comunitario.** |

Se continuará con la línea de incentivos establecidos para las instalaciones solares térmicas, la biomasa térmica y otras fuentes renovables. Se fomentará el uso de fuentes renovables para producción fundamentalmente de agua caliente sanitaria y calefacción.

En el ámbito comunitario se pretende fomentar las redes de producción de agua caliente sanitaria y climatización (frío-calor) centralizada con energías renovables.

Se fomentará, especialmente, la realización de instalaciones con fuentes renovables en zonas geográficas con escasa implantación en la actualidad.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC2** | **Fomentar la instalación de energía solar fotovoltaica en zonas aisladas.** |

Dicha medida pretende el aprovechamiento de la energía solar para abastecer eléctricamente a entornos urbanos alejados de la red, prestando especial atención a la Red de Asentamientos Rurales.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC3** | **Promover la adecuación de las viviendas existentes a los requisitos energéticos incluidos en el certificado energético andaluz.** |

La Ley 2/2007 de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética en Andalucía establece la obligación, en los edificios de nueva construcción, de disponer de un certificado energético acreditativo del cumplimiento de los requisitos mínimos de eficiencia energética establecidos reglamentariamente.

Con la presente medida se incentivarán actuaciones en ahorro y eficiencia energética en las viviendas existentes, tales como la mejora del aislamiento térmico, la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de calefacción y climatización o la mejora de la eficiencia energética de los sistemas de iluminación, como instrumento para adecuar su eficiencia energética a los requerimientos energéticos incluidos en el certificado energético andaluz.

Referencia Medida

**MC4** **Plan Renove de equipos de aire acondicionado.**

Los sistemas de aire acondicionado con etiqueta de clase A (tipo Inverter) permiten reducir considerablemente el consumo energético asociado a estos equipos. No obstante, el sector doméstico aún no ha percibido adecuadamente los beneficios aparejados a su uso.

La presente medida contempla el establecimiento de un programa de incentivos para la sustitución de sistemas de aire acondicionado doméstico menores de 12 kW de potencia de refrigeración por otros de clase A.

Referencia Medida

**MC5** **Plan de sustitución de electrodomésticos ineficientes.**

Se plantea facilitar a los ciudadanos el cambio de sus viejos electrodomésticos de baja eficiencia, y por tanto con mayores consumos energéticos, por electrodomésticos etiquetados energéticamente como clase A o superiores (A+ y A++).

Adicionalmente, se promoverá la realización de cursos de formación destinados a vendedores de electrodomésticos donde se les proporcionará formación adecuada para asesorar correctamente a sus potenciales usuarios sobre el etiquetado energético y las ventajas de los equipos catalogados con la categoría A y superiores.

Referencia Medida

**MC6** **Plan Renove de contadores eléctricos domésticos.**

Se pretende con la presente medida que el usuario doméstico disponga de información sobre sus consumos horarios de energía eléctrica al objeto de modificar sus hábitos de consumo, contribuyendo a mejorar la gestión de la demanda energética y la eficiencia del sistema energético global.

Referencia Medida

**MC7** **Promover la adquisición de tecnologías no convencionales para la climatización e iluminación en viviendas.**

Se pretende favorecer la incorporación de equipos de climatización e iluminación basados en tecnologías emergentes (como los equipos de enfriamiento evaporativo, calderas de alto rendimiento, sistemas de absorción solar y/o biomasa, tecnología leds para iluminación, etc.) que permiten un elevado ahorro energético y que no han penetrado de forma generalizada en el ámbito doméstico por sus costes superiores a las tecnologías convencionales.

Referencia Medida

**MC8** **Fomento de la microcogeneración.**

Las características técnicas y de tamaño de los equipos de cogeneración de reducida potencia facilitan su penetración en el sector doméstico. Con esta medida se pretende fomentar la materialización en el sector residencial de proyectos basados en tecnologías de cogeneración de baja potencia (microcogeneración) como sistema de alta eficiencia energética para satisfacer las demandas de un conjunto de viviendas.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC9** | **Desarrollo de una línea de incentivos a la incorporación de vehículos turismos de mayor eficiencia energética.** |

Los nuevos vehículos turismos permiten reducir el consumo energético y la contaminación ambiental al disponer de tecnologías más eficientes que la de los vehículos antiguos. Se incentivará la adquisición de vehículos turismos de propulsión eléctrica, híbrida o alimentados por gas natural, gases licuados del petróleo, hidrógeno o biocarburantes con alta concentración en la mezcla (B-100 y E-85), mediante ayudas económicas que palien el sobrecoste de estos vehículos alternativos.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC10** | **Facilitar la incorporación de TICs para la gestión energética de los hogares.** |

Se pretende dar a conocer entre los ciudadanos los sistemas domóticos de telegestión eficiente del consumo energético en el hogar así como impulsar la incorporación de los mismos mediante programas de incentivos.

## Línea de actuación «Información a los ciudadanos»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC11** | **Difusión específica dirigida a la ciudadanía sobre el Programa de Incentivos para el desarrollo energético sostenible en Andalucía.** |

Se persigue el fomento de un consumo energético consciente y del cambio de hábitos en el ciudadano, haciéndole conocedor del apoyo institucional de la Junta de Andalucía con que cuenta para las inversiones en mejoras energéticas.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC12** | **Realizar campañas de fomento de buenas prácticas energéticas en el hogar, y promoción del consumo de productos y servicios de alta calificación energética.** |

Con esta medida se pretende que el ciudadano participe y se involucre conscientemente en la necesidad de adoptar hábitos de control en su domicilio, tanto en lo referente al consumo energético directo, como a la reducción de la huella ecológica en el conjunto de los bienes adquiridos por los mismos. La presente actuación se realizará en colaboración con las asociaciones vecinales, asociaciones de consumidores y centros educativos.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC13** | **Realizar campañas de fomento del uso de las energías renovables en el hogar.** |

La medida contempla la realización de guías, campañas en medios de comunicación social, la organización y participación en jornadas, etc. Permitirá al consumido poder optar por fuentes renovables en el hogar con total garantía en cuanto a sus efectos y prestaciones.

Referencia | Medida

**MC14** **Promoción del certificado energético andaluz de viviendas.**

Se realizará una amplia campaña de información al ciudadano sobre el certificado energético de viviendas, regulado por la Ley 2/2007 de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía, al objeto de explicar las ventajas energéticas de una vivienda calificada con A o A+.

Adicionalmente se creará una plataforma Web donde el ciudadano pueda cotejar sus consumos energéticos reales con los previstos en su certificado energético, e identificar las causas de dicha desviación.

Referencia | Medida

**MC15** **Realización de campañas de fomento de hábitos de conducción eficiente y de uso de biocarburantes, así como de incorporación de criterios de eficiencia energética en la compra de vehículos privados.**

Pretende sensibilizar al ciudadano respecto del problema que el transporte de personas plantea como principal fuente difusa de emisiones de gases de efecto invernadero y la necesidad de revertir hábitos insostenibles en el tráfico rodado.

Referencia | Medida

**MC16** **Realización de campañas de fomento de los modos de desplazamientos más eficientes.**

En línea con la medida anterior, se pretende fomentar modos de desplazamiento energéticamente más eficientes como el transporte público, el coche compartido, el ciclomotor y la bicicleta, en detrimento del vehículo privado de baja ocupación.

Referencia | Medida

**MC17** **Difusión del etiquetado energético de vehículos turismos.**

Mediante el REAL DECRETO 837/2002, de 2 de agosto, por el que se regula la información relativa al consumo de combustible y a las emisiones de $CO_2$ de los turismos nuevos que se pongan a la venta o se ofrezcan en arrendamiento financiero en territorio español, se establece como obligatoria la colocación de una etiqueta sobre consumo de combustible y emisiones de $CO_2$ de forma claramente visible en cada modelo de turismo nuevo. Complementariamente, con carácter voluntario, se establece la posibilidad de que la etiqueta incluya además la clasificación por consumo comparativo del coche. Con esta medida de difusión de este etiquetado, se pretende incidir en la capacidad de este etiquetado para adoptar criterios de ahorro y eficiencia energética en la compra de los vehículos.

Referencia | Medida

**MC18** **Creación de un Centro de Información Virtual a la Ciudadanía.**

Ello supone poner a disposición de los ciudadanos una página Web, a modo de "Oficina de atención al ciudadano", que oriente e informe sobre todo lo relacionado con las instalaciones (tipo, funcionamiento, prestaciones, idoneidad en relación al uso y lugar de instalación, etc.) y uso de energía renovable, el ahorro y la eficiencia energética, con la posibilidad de participación y la opción de solicitar asesoramiento en temas energéticos motivado por conflictos.

Referencia | Medida

**MC19** **Establecer premios de gestión eficiente e incorporación de tecnologías renovables.**

Se pretende contemplar el reconocimiento a ciudadanos o grupos de ellos que destaquen en la incorporación de tecnologías renovables o en la gestión eficiente de la energía.

## Línea de actuación «Formación de los ciudadanos»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC20** | **Promoción de una actividad continua en educación energética.** |

Se trata de incrementar la sensibilidad social en torno al problema energético. La medida contempla la formación específica en materia de energía en centros educativos y formativos.

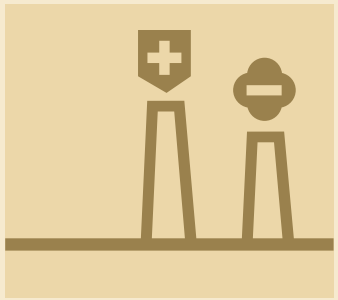
| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC21** | **Acuerdos con entidades sociales para la articulación de programas formativos en educación sobre energía.** |

La difusión en materia de educación en el ámbito energético obtendrá un mayor respaldo y universalidad en el mensaje si se consigue el apoyo de los diferentes colectivos (universidades, colegios, asociaciones de consumidores y usuarios, ONGs, etc.)

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MC22** | **Apoyo específico a proyectos piloto o de especial interés social que demuestren la viabilidad y los beneficios de las estrategias de ahorro y eficiencia energética y de la incorporación de tecnologías de generación con energías renovables.** |

Resulta de interés el apoyo a iniciativas ciudadanas puntuales (ONGs, Asociaciones declaradas de utilidad pública, colectivos en defensa de consumidores y usuarios, etc.) que resulten especialmente visibles y que ayuden a la difusión de los beneficios de una adecuada gestión energética.

## 7.2. PROGRAMA «COMPETITIVIDAD ENERGÉTICA»



Las empresas andaluzas juegan un doble papel, como demandantes de energía y de tecnologías energéticas y como desarrolladoras y oferentes de dichas tecnologías.

El consumo energético es crítico en el balance económico de las empresas. La actividad productiva es la primera en que se dejan sentir las alteraciones y medidas relacionadas con la energía, bien sea por la inestabilidad internacional del suministro energético, por la falta de adecuadas infraestructuras de distribución y abastecimiento, por la volatilidad de los precios de las fuentes energéticas de origen fósil, con los continuos incrementos en el precio del barril de petróleo, bien por ser quien recibe en primera instancia los efectos de las medidas de regulación y control de emisiones de gases de efecto invernadero.

Es evidente la necesidad de acometer cambios estructurales profundos que impliquen la incorporación de medidas con el objeto de incrementar el autoabastecimiento y la eficiencia en la transformación, transporte, distribución y uso final de la energía.

Todo ello propiciará la formación y expansión de un conglomerado de empresas andaluzas de bienes y servicios, encaminadas a atender las nuevas demandas surgidas de la implementación del nuevo modelo energético.

Por otra parte, en un mercado europeo unificado, el nivel de vanguardia en la competitividad lo establecen aquellas empresas que apuestan por la innovación, el ahorro y la eficiencia en los procesos productivos. La elevada disponibilidad de recursos autóctonos de origen renovable plantea una oportunidad única para las empresas andaluzas de posicionarse tecnológicamente a la cabeza a nivel mundial, propiciando el óptimo aprovechamiento de las fuentes de energía limpias y exportando tecnologías y conocimientos a otras regiones del planeta.

### Línea de actuación «Adopción de criterios de gestión eficiente e incorporación de tecnologías renovables en la empresa»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME1** | **Promover las inversiones en ahorro y eficiencia energética.** |

Con esta medida se pretende impulsar las inversiones tendentes a la reducción del consumo energético de las diferentes instalaciones o equipos de los centros consumidores de energía en todos los sectores de actividad. De una forma más precisa, se abarcarán aspectos tan diversos como la renovación de las instalaciones existentes de los edificios (calefacción, refrigeración, iluminación y producción de agua caliente sanitaria), rehabilitación de su envolvente térmica, mejora de los procesos e instalaciones industriales, etc.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME2** **Promocionar la instalación de tecnologías renovables en las empresas.**

Con esta medida se pretende inducir en el sector productor de bienes y servicios la incorporación de tecnología basada en las fuentes de energía renovable, con especial incidencia en la mejora de los procesos y costes en la PYME.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME3** **Impulsar la realización de auditorias energéticas en las empresas del sector industrial.**

Con esta medida se pretende facilitar la toma de decisiones para acometer inversiones en materia energética mediante la realización de auditorias energéticas en los centros de consumo industriales de los diversos sectores productivos. Para ello se realizará una amplia campaña de promoción de la medida en colaboración con las asociaciones empresariales más representativas de cada sector, con las que se podrán establecer acuerdos voluntarios.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME4** **Promover el certificado energético andaluz en las instalaciones industriales.**

La Ley 2/2007 de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía establece la obligación para los nuevos centros de consumo del sector industrial, a partir de un cierto nivel de consumo energético establecido reglamentariamente, de disponer de un certificado energético como documento acreditativo del cumplimiento de los requisitos energético exigidos reglamentariamente.

Esta medida pretende promover en los nuevos centros industriales una alta calificación energética, mediante el desarrollo de campañas de comunicación y difusión de las ventajas energéticas de la citada calificación.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME5** **Programa de fomento del ahorro energético y las energías renovables en el sector turístico tradicional.**

El sector turístico tradicional representa uno de los sectores con mayor incidencia en el consumo energético del sector servicios en Andalucía. La importancia de este sector, unido al elevado potencial de ahorro energético y uso de las energías renovables existente en la actualidad en las instalaciones hoteleras andaluzas, justifica la necesidad de desarrollar un programa específico en materia energética para el sector turístico tradicional.

En el citado programa se contempla el desarrollo de campañas de comunicación y difusión de las medidas de ahorro energético implementables en las instalaciones hoteleras, ya sea de iluminación, climatización, lavandería o cocina, de las alternativas de uso las energías renovables, solar o biomasa, para la generación de agua caliente sanitaria o climatización de edificios o calentamiento/climatización de piscinas, y de los incentivos existentes para llevarlas a cabo. La presente medida se realizará en colaboración con las principales asociaciones empresariales de este sector.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME6** **Fomentar la incorporación de sistemas de energías renovables como equipamiento de generación en zonas aisladas para el sector servicios, reforzando el concepto del turismo sostenible.**

Es necesario aumentar la confianza en el suministro energético mediante fuentes de energías renovables de zonas alejadas de núcleos urbanos, particularmente fomentando la viabilidad de soluciones energéticas aisladas de red en espacios naturales, alojamientos rurales, campamentos y áreas de acampada, cortijos, etc.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME7** **Programa de fomento del ahorro energético y las energías renovables en la industria agroalimentaria.**

La industria agroalimentaria en Andalucía representa aproximadamente el 70% del número total de industrias andaluzas y el 20% del consumo de energía del sector industrial. Se caracteriza por la gran variedad de procesos industriales, la elevada intensidad energética de algunos de sus subsectores y el elevado potencial de ahorro energético, superior al 13% del consumo global de energía primaria.

En el citado programa se contempla el desarrollo de campañas de comunicación y difusión de las tecnologías de ahorro implementables en este sector (sustitución de derivados de petróleo por gas natural, aprovechamiento de purgas de calderas, instalación de recuperadores de calor, aprovechamiento de calores residuales, cogeneración), así como las alternativas de uso de las energías renovables, fundamentalmente biomasa para la generación térmica, y la energía solar térmica a media temperatura para los procesos productivos.

La presente medida se realizará en colaboración con las principales asociaciones empresariales de este sector con las que se podrán establecer acuerdos voluntarios.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME8** **Fomentar los criterios de eficiencia energética y uso de energías renovables en el sector de la agricultura.**

Esta medida contempla el fomento de la sustitución de maquinaria agrícola por otra más eficiente, y de sistemas constructivos más eficientes energéticamente en la agricultura de invernaderos y el desarrollo de programas de modernización energética de los sistemas de regadío. Se promocionará el uso de biocombustibles en tractores y maquinas agrícolas, así como la realización de auditorías energéticas en las actuales instalaciones de regadío.

Se realizarán campañas de formación a agricultores en el uso eficiente de la energía (técnicas de cultivo, mejora energética de la maquinaria, uso eficiente del agua, etc.) y la oportunidad de las fuentes renovables para el sector.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME9** **Impulsar la realización de auditorias energéticas en las empresas del sector servicios.**

Con esta medida se pretende facilitar la toma de decisiones para acometer inversiones en materia energética mediante la realización de auditorias energéticas en los sectores de mayor consumo del sector servicios.

Para ello se realizará una amplia campaña de promoción de esta medida en hospitales, hoteles, centros comerciales y edificios de oficinas en colaboración con las asociaciones empresariales más representativas de cada sector.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME10** **Difundir los contenidos del Certificado Energético.**

La ley 2/2007 de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía establece la obligación para los edificios de nueva construcción de disponer de un certificado energético como documento acreditativo del cumplimiento de los requisitos energético que se exijan reglamentariamente.

Esta medida pretende promover en los edificios de nueva construcción una alta calificación energética, mediante el desarrollo de campañas de comunicación y difusión de las ventajas energéticas de un edificio calificado con A o A+.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME11** **Promover la implementación de planes de gestión de la energía en los centros de consumo existentes.**

Los planes de gestión de la energía tienen por objeto asegurar en el tiempo el mantenimiento de la eficiencia energética de las instalaciones de un centro de consumo. Con la presente medida se pretende promover la implementación de planes de gestión de la energía en los centros de consumo existentes tanto del sector servicios como del sector industrial.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME12** **Promocionar proyectos de generación de energía distribuida con energías renovables y tecnologías eficientes en parques tecnológicos empresariales y polígonos industriales.**

Se pretende promocionar los sistemas locales de suministro energético (eléctrico y/o térmico, favoreciendo los sistemas de cogeneración) en red autogestionado en núcleos de concentración empresarial donde sea viable una adecuada gestión del abastecimiento energético a través de instalaciones de energía renovable.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME13** **Fomentar la instalación de energía solar fotovoltaica en núcleos de concentración empresarial e industrial.**

Dicha medida pretende promocionar el suministro de energía eléctrica mediante la tecnología fotovoltaica en suelo industrial y parques empresariales.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME14** **Potenciar el desarrollo de la cogeneración en Andalucía.**

Esta medida contempla la identificación del potencial de cogeneración existente en Andalucía, la realización de estudios de viabilidad de nuevas instalaciones, así como el establecimiento de un programa de incentivos al desarrollo de proyectos de cogeneración.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME15** **Fomentar la realización de auditorias energéticas en centros de cogeneración existentes.**

Es importante, igualmente, realizar una revisión del estado en que se encuentran las centrales de cogeneración puestas en marcha para asegurar su idoneidad y óptimo funcionamiento. La auditoria puede, asimismo, detectar los posibles incrementos de rendimiento del sistema atendiendo a las mejoras tecnológicas disponibles en el mercado.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME16** **Desarrollar un programa de renovación de la flota marítima andaluza.**

El ámbito del transporte de mercancías y de personas por vía marítima se ha dejado tradicionalmente fuera de las políticas de movilidad. Esta medida persigue incorporar en este sector criterios innovadores de eficiencia y de aplicación de energías renovables, como la sustitución de motores propulsores por otros de menor consumo de combustible, la mejora de los sistemas de propulsión o innovaciones en las operaciones de pesca que consuman menos combustible e incentivar la introducción de los biocarburantes.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME17** **Fomento de planes de movilidad en grandes centros industriales, comerciales o de servicios.**

La medida incluye el fomento de planes de transporte en grandes centros industriales, comerciales o de servicios y en las empresas de más de 200 trabajadores, la asignación de un responsable para su gestión y el fomento de la realización de estudios energéticos a empresas de transporte industrial, de pasajeros o de mercancías para la mejora de la gestión energética de su flota de transporte.

Esta medida se completa con el desarrollo de programas específicos de formación en conducción eficiente a conductores profesionales de vehículos turismos y vehículos industriales, así como programas específicos de formación de expertos en la gestión eficiente de combustible en flotas de transporte.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME18** | **Incrementar el número de biogasolineras en la Comunidad Autónoma Andaluza.** |

La normalización y despegue en el uso habitual de los biocarburantes requiere del compromiso de las compañías distribuidoras para que pongan al alcance de los ciudadanos el máximo número de surtidores y realicen campañas de difusión sobre su existencia. Se propiciará la instalación de surtidores de biocarburantes de alto grado de mezcla B-100 y E-85.

## Línea de actuación «Difusión social de la incorporación de la nueva cultura energética al sistema productivo»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME19** | **Desarrollar planes formativos destinados a la instrucción de técnicos en energía en la edificación.** |

Se pretende incidir en recortar la falta de formación de proyectistas, dirección facultativa y otros agentes que intervienen en la ejecución de los proyectos de edificación en lo que se refiere a su relación con el consumo energético: Código Técnico de la Edificación, calificación y certificación energética, diseño bioclimático de edificios, materiales de construcción, criterios energéticos en el diseño urbanístico, etc.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME20** | **Realizar acciones de formación a las empresas en el ámbito de las energías renovables y del ahorro energético.** |

La medida contempla el desarrollo de programas específicos de formación de expertos en materia de gestión energética, responsables de la implementación de planes de gestión de energía en los grandes centros consumidores de energía.

También se contempla la formación de expertos en materia energética que den respuesta a la demanda de servicios energéticos competitivos en los diferentes sectores de actividad.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME21** | **Fomento de la aplicación práctica de las nuevas tecnologías energéticas fruto de la investigación andaluza y difusión de los resultados obtenidos.** |

La Administración andaluza pretende servir de vector de aplicación y mediático de los logros obtenidos en I+D+i por las empresas y colectivos andaluces emergentes que, en el ámbito de la energía, destaquen generando valor añadido en aplicaciones tecnológicas y en la excelencia empresarial.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME22** | **Fomentar la puesta en marcha en las empresas de la Responsabilidad Social Corporativa que incluya dimensión energética.** |

Se quiere impulsar con esta medida la puesta en marcha de protocolos de gestión sobresaliente en la empresa, basados en la orientación hacia la eficiencia en los procesos, implicación de las personas en la mejora continua y en la innovación y la integración de la vertiente de sensibilización social respecto al ahorro de recursos energéticos.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME23** **Diseñar y regular las condiciones de acceso a un sello que certifique la calidad de los equipos e instalaciones de energías renovables.**

Esta medida contempla la incorporación en Andalucía a los equipos e instalaciones de energías renovables un sello de calidad que asegure el proceso productivo de los componentes principales, el diseño de la instalación y su montaje. En una primera fase se establecerá la regulación que deberán cumplir los equipos e instalaciones, para en una segunda fase proceder a un proceso de certificación.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME24** **Desarrollo de un marco legal que habilite el empleo de un sello de eficiencia energética a las empresas con una alta calificación energética.**

Esta medida contempla el desarrollo de un marco legal que permita a las empresas que acrediten en su certificado energético una elevada eficiencia energética el empleo en sus productos o campañas de comunicación de un sello de eficiencia energética. Los centros industriales existentes podrán acceder a este sello de eficiencia energética una vez acrediten su alta calificación energética mediante la obtención del correspondiente certificado energético andaluz.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME25** **Establecer premios de gestión eficiente e incorporación de tecnologías renovables.**

Esta medida contempla el reconocimiento a los proyectos empresariales que destaquen en la incorporación de tecnologías renovables o en la gestión eficiente en el proceso productivo o en el desarrollo de su servicio.

## Línea de actuación «Fomento de la innovación e investigación en el ámbito energético»

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME26** **Desarrollo del Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables — CTAER.**

Se persigue fomentar la investigación en materia de energías renovables mediante la actuación conjunta de la administración y las empresas, creando para ello la fundación CTAER.

El Centro trabajará en proyectos innovadores energéticos, tales como: eólica off-shore, mareomotriz, geotérmica, uso de nuevos materiales, generación, almacenamiento y uso de hidrógeno, etc.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME27** **Incentivar el empleo de soluciones energéticas innovadoras y sostenibles.**

Se persigue así apoyar económicamente a las empresas que deseen incorporar en sus procesos productivos y de gestión, soluciones energéticas que incrementen el balance hacia el ahorro y la eficiencia en el consumo de energía, y que cuenten con un elevado carácter innovador como catalizador de iniciativas basadas en el conocimiento.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME28** | **Impulsar la incorporación de las TICs para la mejora de la gestión energética.** |

Las actuaciones irán dirigidas a la gestión energética en industrias y empresas del sector servicios así como gestión de flotas en empresas de transporte de pasajeros y mercancías.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME29** | **Realizar estudios sectoriales que sirvan de base para la identificación de las mejores tecnologías aplicables a cada subsector.** |

La búsqueda permanente de identificación de barreras para cada subsector del tejido empresarial andaluz, en lo relativo a la gestión eficiente de los consumos energéticos y a la innovación en los procesos productivos, requiere de un diagnóstico previo a considerar con la aplicación de esta medida.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME30** | **Posibilitar el desarrollo en Andalucía de nuevas tecnologías de energías renovables.** |

El desarrollo tecnológico futuro llevará a la aparición de nuevas tecnologías para el aprovechamiento de fuentes renovables. Se pretende con esta medida abrir una vía para atraer la implantación de dichas tecnologías a Andalucía con objeto de liderar la innovación en materia energética.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME31** | **Realizar estudios de las implicaciones que sobre el empleo tendrá el desarrollo de los sectores ligados a las energías renovables y al ahorro y la eficiencia energética.** |

El desarrollo del tejido empresarial ligado a las tecnologías renovables y al ahorro y la eficiencia energética repercutirá de forma positiva en la competitividad de las empresas y en la creación de empleo. La realización de prospectivas económicas y de empleo será objeto de estos estudios.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME32** | **Asesorar a empresas y centros de investigación para la comercialización de resultados de la innovación energética, a nivel de conocimiento y de bienes de equipo.** |

Es fundamental canalizar en su evolución toda la labor de desarrollo tecnológico en el ámbito energético, desde el punto de partida de la investigación de base, para facilitar el camino de la incorporación de las empresas andaluzas a un mercado plenamente competitivo.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME33** | **Impulsar el desarrollo de patentes de productos energéticos.** |

El establecimiento de patentes permite asegurar los derechos de la propiedad intelectual de los productos o sistemas desarrollados. En la actualidad, el número de patentes establecidas por científicos, técnicos o empresas andaluzas no es muy elevado. Es necesario fomentar la realización de las mismas, estableciendo canales que posibiliten el acceso al establecimiento de patentes a cualquier ciudadano o empresa andaluza.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME34** | **Favorecer la participación en proyectos innovadores energéticos de centros de investigación, empresas y otras entidades andaluzas en cooperación con otras entidades del Estado, de la Unión Europea o terceros países.** |

Se persigue fomentar la cooperación y la formación de clusters estables que propicien un avance significativo de la innovación en materia energética en Andalucía. Se perseguirá tener una presencia continua y significativa en los distintos programas de investigación nacionales y europeos.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME35** | **Promocionar Andalucía en el exterior como espacio de actividad de investigación y desarrollo.** |

Participar en foros internacionales para difundir las ventajas de la Comunidad andaluza en lo que respecta al clima, centros de investigación, disponibilidad de profesionales cualificados etc., para albergar la actividad de investigación y desarrollo en nuevas energías.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME36** | **Creación de redes entre universidades, centros de investigación y empresas andaluzas, favoreciendo el intercambio de conocimiento y la transferencia tecnológica.** |

Esta medida contempla la promoción de contratos y convenios de colaboración tecnológica entre empresas y centros de investigación y universidades andaluzas, el fomento de planes y programas de doctorado vinculados a empresas del sector energético y el desarrollo de un programa de intercambio de profesionales del sector energético andaluz con empresas de otras regiones del mundo.

## Línea de actuación «Apoyo al establecimiento de un tejido empresarial líder en tecnologías de energías renovables, ahorro y eficiencia energética»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME37** | **Fomentar la colaboración de las entidades financieras en el desarrollo de proyectos energéticos mediante mecanismos de financiación por terceros.** |

Se pretende con esta medida involucrar a las entidades bancarias en la financiación de proyectos energéticos mediante el desarrollo de instrumentos financieros especialmente adaptados a las necesidades de los mismos.

Adicionalmente, dentro de la presente medida se elaborará un catálogo de instrumentos financieros de apoyo a las inversiones en ahorro energético para su difusión entre empresas del sector energético y entidades bancarias.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **ME38** | **Promover y atraer inversiones destinadas a la puesta en marcha de empresas de tecnologías renovables y ahorro y eficiencia energética.** |

Con esta medida se pretende inducir en el sector empresarial la oportunidad de desarrollo de negocios que posibilitan las energías renovables y el ahorro y eficiencia energética en Andalucía. El objetivo es atraer inversiones destinada a la puesta en marcha de fábricas de componentes energéticos en Andalucía.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME39** **Fomentar la creación de sociedades de inversión en tecnologías renovables y técnicas de ahorro de carácter innovador.**

La inversión en tecnología energética innovadora es a menudo intensiva en capital, por lo cual se plantea promocionar la agregación de empresas en sociedades, fundaciones y demás figuras de apoyo a la inversión con el respaldo de la Administración. Como principal herramienta para esta acción se utilizarán las líneas de incentivos existentes.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME40** **Desarrollar campañas de difusión y promoción entre las empresas del sector para dar a conocer las oportunidades de mercado existentes en el campo de las nuevas tecnologías energéticas y de las ventajas competitivas alcanzables mediante la I+D+i en este campo.**

Esta medida, complementaria de la anterior, permite poner en valor la capacidad innovadora y de transferencia del empresariado andaluz, situándolo en vanguardia tecnológica y de conocimiento en bienes de equipo y servicios energéticos avanzados.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME41** **Creación de una Red empresas energéticas.**

La red de empresas energéticas pretende ser un instrumento dinamizador del tejido empresarial andaluz en el sector de la energía, siendo el elemento a través del cual se pretende potenciar la integración de todas las empresas andaluzas del sector de la energía, fomentar la innovación, el desarrollo y la transferencia tecnológica desde los centros de investigación, facilitar la participación de las empresas andaluzas en mercados más globalizados y fortalecer, en definitiva, la cadena de valor de cualquier industria o servicio energético en Andalucía.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**ME42** **Establecer un programa dirigido a empresarios, y en particular a jóvenes emprendedores, para la creación de empresas de servicios energéticos con la colaboración de la Red Territorial de Apoyo al Emprendedor.**

Con ello se pretende apoyar la creación de empresas andaluzas que vengan a cubrir la demanda de estos servicios, a la vista de las posibilidades de negocio generadas en el marco del nuevo contexto normativo (nuevo marco energético de la Unión Europea, Código Técnico de la Edificación, Ley de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y la Eficiencia Energética, etc.)



## 7.3. PROGRAMA «ENERGÍA Y ADMINISTRACIÓN»

En la nueva cultura de la energía, las administraciones públicas deben asumir el papel de auténticos catalizadores del cambio de paradigma, muy en particular las administraciones locales cuya labor en la implementación de medidas específicas es clave para la celeridad de la evolución hacia las estrategias basadas en modelos de consumo eficiente de los recursos y en el uso a gran escala de las energías renovables como fuentes de generación.

Donde quizá se deba plasmar con más fuerza el efecto promotor de las administraciones es en la necesidad de cohesionar e integrar todos los esfuerzos en políticas energéticas viables de buena gobernanza a todos los niveles, esto es, impulsando un auténtico **carácter transversal de la política energética**. Las políticas energéticas deben, por ejemplo, integrarse decisivamente al proceso de ordenación del territorio desde su inicio, introduciendo la dimensión energética en las decisiones básicas de planificación y ordenación de usos para garantizar un desarrollo equilibrado y sostenible de las ciudades.

No es admisible que el suministro energético sea una aportación posterior al planeamiento territorial y urbanístico simplemente para satisfacer las demandas previstas.

### Línea de actuación «Incorporación de la gestión eficiente de la energía e integración de las energías renovables en las administraciones»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA1** | **Desarrollo de la Red de Energía de la Junta de Andalucía.** |

Entre las actuaciones a desarrollar por la Red de Energía en los centros de consumo adscritos a la Red destacan las siguientes: a) realización de estudios energéticos que permitan evaluar la viabilidad de las medidas de ahorro energético y uso de energías renovables implementables en sus centros de consumo; b) asesoramiento y formación en la implementación de la normativa energética vigente en cada momento; c) asesoramiento en relación con las directrices generales y especificaciones técnicas de las contrataciones energéticas relevantes; d) seguimiento de las instalaciones energéticas para asegurar su eficiencia energética; e) interlocución con las compañías energéticas en las contrataciones de los suministros y equipamiento, y centralización de las incidencias que se reciban de estas compañías para facilitar y agilizar la resolución de las mismas; f) promoción de concursos públicos para la selección y contratación de servicios centralizados de suministro energético.

La ejecución por la Red de los servicios descritos anteriormente requerirá el desarrollo de una serie de herramientas adecuadas de gestión (inventario, facturación, monitorización, incidencias) y de comunicación entre todos los actores implicados: responsables técnicos de la administración, Red, suministradores energéticos, etc. Para ello, está previsto la construcción de una Red de Energía en Internet, a la que tendrán acceso todos las entidades públicas, concebida como herramienta mediante la cual se proporcione a los responsables técnicos de los centros de consumo los medios técnicos necesarios para optimizar el consumo energético de sus instalaciones, reducir el impacto ambiental y el impacto al patrimonio histórico y cultural, mejorar la calidad de los servicios públicos y ejecutar los Planes de Ahorro y Promoción de Energías Renovables de la Junta de Andalucía.

Referencia Medida

**MA2** **Difusión de las líneas de apoyo a las Administraciones Locales en el ámbito de las mejoras energéticas que incorpora el programa de incentivos para el desarrollo energético sostenible de la Junta de Andalucía.**

Resulta fundamental establecer un amplio programa de difusión por todo el territorio andaluz que actualice y ponga en conocimiento de las corporaciones locales el apoyo a las inversiones en proyectos de mejoras energéticas implementables en las instalaciones municipales y la incorporación de fuentes renovables.

Dada la importancia del alumbrado público como principal instalación de consumo energético en un municipio, se dedicará un especial esfuerzo a las medidas relacionadas con la renovación de instalaciones de alumbrado público, la incorporación de elementos de regulación y control de estas instalaciones, o la incorporación de tecnología leds.

Referencia Medida

**MA3** **Impulsar la realización de Planes de Optimización Energética en los municipios andaluces.**

Los planes de optimización energéticos realizados hasta el 2006 en más de 200 municipios en Andalucía ponen de manifiesto el elevado potencial de ahorro energético existente actualmente.

La medida incluye además del impulso a la realización de los planes de optimización energética, la promoción de la ejecución de las inversiones en ahorro y eficiencia energética en las instalaciones municipales, así como el impulso a las energías renovables y a la diversificación de las fuentes de energía convencionales consumidas.

Referencia Medida

**MA4** **Impulso a las redes urbanas de calefacción y refrigeración en las viviendas de promoción pública.**

En línea con esta medida se deberán promover las redes centralizadas de calefacción y refrigeración en los nuevos desarrollos urbanos relacionados con el fomento de viviendas de promoción pública, así como sistemas de gestión centralizada de alta eficiencia energética en los procesos de reforma interna.

Referencia Medida

**MA5** **Fomentar la realización de planes de movilidad urbana.**

Redactar planes de movilidad de ámbito metropolitano y municipal: Impulsar la redacción de Planes de Movilidad Sostenible en los ámbitos territoriales gestionados por los consorcios metropolitanos de transporte y a nivel municipal, con el objetivo de asegurar la accesibilidad mediante transporte público y medios no motorizados

Referencia Medida

**MA6** **Fomentar la realización de estudios energéticos de movilidad en las flotas de vehículos que presten servicio de transporte público regular de viajeros para la mejora de su gestión.**

Propuesta con la que se pretende evaluar el esquema de funcionamiento actual del transporte público regular de viajeros de uso general, localizando el potencial de mejora de la eficacia en las rutas realizadas y la gestión en general del mismo. Se contemplan además en esta medida el desarrollo de experiencias pilotos para la mejora del transporte público y su integración con otros modos de transporte.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA7** | **Desarrollar un programa de renovación de la flota de vehículos de transporte público urbano.** |

Renovación de la flota de vehículos de transporte público urbano de ayuntamientos o empresas públicas con responsabilidad en el trasporte público urbano, alimentados con gasolina o gasóleo, por vehículos de propulsión híbrida, con pilas de combustible, impulsados a gas natural o biocarburantes.

También se contempla en esta medida la incorporación de TICs para la mejora de la gestión de flotas de transporte público.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA8** | **Uso de biocarburantes en la flota de vehículos que presten servicio de transporte regular permanente de viajeros de uso general, así como la flota de vehículos de titularidad de la Junta de Andalucía.** |

La Administración andaluza incorporará biocarburantes en su flota de vehículos, así como aquellos autobuses de transporte regular de viajeros que se incluyen en la Ley 2/2007. Se establece un objetivo para el 2010 de uso del 10% de biocarburantes para los autobuses y para las flotas de titularidad de la Junta de Andalucía del 15%. Además se prestará atención a la compra corporativa de vehículos que acepten biocarburantes en sus mezclas (B-100 y E-85) y se fomentará una red de biogasolineras que dé cobertura a los usuarios.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA9** | **Desarrollar programas específicos de formación en gestión energética eficiente del transporte urbano.** |

Programas específicos de formación de expertos en la gestión eficiente de flotas de transporte público y programas específicos de formación en conducción eficiente para conductores profesionales de las administraciones o de empresas concesionarias de un servicio público.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA10** | **Desarrollar un modelo de Ordenanza municipal de Ahorro y Eficiencia Energética y uso de las energías renovables de aplicación en los municipios andaluces.** |

La adopción de esta medida supondría la articulación de un marco normativo municipal común en Andalucía que establezca criterios mínimos de ahorro y eficiencia energética, así como de la inclusión de instalaciones de energía renovables. El desarrollo de la presente medida se realizará en colaboración con la Federación Andaluza de Municipios y Provincias (FAMP).

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA11** | **Establecer programas de concienciación e información energética dirigida al personal de las administraciones.** |

Entres las actuaciones a llevar a cabo se incluye la elaboración de un código ético energético que fomente pautas de comportamiento energético eficientes para los trabajadores de la administración andaluza.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA12** | **Búsqueda de líneas de financiación para proyectos de interés en el ámbito local.** |

Con la presente medida se pretende desarrollar instrumentos financieros especialmente adaptados para la financiación de proyectos de ahorro energético y energías renovables a los ayuntamientos. Entre los instrumentos a promover se encuentra los mecanismos de financiación por terceros. Para el desarrollo de esta medida se colaborará con las entidades financieras y la FAMP.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA13** **Fomentar los contratos de "servicios energéticos" en la explotación de las instalaciones municipales.**

Con esta medida se pretende la mejora de la eficacia y gestión energética de las instalaciones municipales, mediante la implementación de técnicas de gestión energética adecuadas para el control de sus consumos energéticos.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA14** **Incorporar criterios de eficiencia energética en las compras públicas o en la selección de empresas concesionarias de un servicio público.**

Se pretende con esta medida incorporar los criterios de eficiencia energética en la selección de cualquier producto o servicio que se quiera contratar desde cualquier administración pública.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA15** **Incluir el criterio de eficiencia energética en el equipamiento con consumo energético del Catálogo de Bienes Homologados de adquisición por la Junta de Andalucía.**

La Administración Pública Andaluza pretende asumir criterios de responsabilidad social corporativa prestando especial atención a la adquisición consciente de bienes de equipo de elevada eficiencia energética.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA16** **Fomentar la figura del gestor energético municipal y la creación de una red de gestores energéticos municipales.**

Se pretende promover la figura del asesor o consultor técnico en materia de energía que asesoren de manera activa y transversal en la toma de decisiones en las administraciones locales y en la implementación de las ordenanzas y planes de optimización energético municipales.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA17** **Desarrollar un Portal de Servicios Energéticos Municipales.**

Se plantea incorporar en la página Web corporativa de la Agencia Andaluza de la Energía un portal específico de asesoramiento a los gestores energéticos municipales en el desarrollo de actuaciones en materia energética.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA18** **Publicar guías de buenas prácticas para el mantenimiento de las instalaciones de las Administraciones Públicas de Andalucía.**

Medida de acompañamiento a las anteriores para poder contar con una herramienta adicional de apoyo tanto a técnicos, como gestores energéticos y trabajadores de la administración en general.

## Línea de actuación «Dinamización del sector energético a través de la administración»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA19** | **Desarrollo Reglamentario de la Ley de fomento de las Energías Renovables y del Ahorro Energético.** |

Esta medida pretende propiciar el desarrollo de esta Ley en estrategias, objetivos y medidas de apoyo específicos en el menor tiempo posible. El reglamento, en una primera fase, regulará:

a) La obligación del uso de las energías renovables en edificios de la Junta de Andalucía.

b) La obligación del uso de los biocarburantes en los autobuses de transporte público que presten servicio regular de viajeros.

c) El aprovechamiento energético del biogás.

d) Establecimiento y regulación del Certificado Energético Andaluz para nuevos edificios y centros industriales.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA20** | **Desarrollo de normativa técnica de aplicación a las instalaciones de energías renovables en Andalucía.** |

Esta medida pretende propiciar, mejorar y asegurar las prestaciones y funcionamiento de las instalaciones de energías renovables existente en Andalucía. La normativa desarrollada será de aplicación a las instalaciones realizadas en Andalucía, deberá adecuarse a la nacional y europea, particularizando para nuestra Comunidad, al objeto de dar respuesta al funcionamiento de las instalaciones debido a nuestra climatología, tipología de edificios, uso y tipo de instalaciones, etc.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA21** | **Elaborar un procedimiento administrativo específico para la instalación de energía solar fotovoltaica en Andalucía.** |

Se pretende con este procedimiento establecer una norma para la autorización, aprobación de proyecto, declaración de utilidad pública, construcción, puesta en servicio, modificación, transmisión y cierre de instalaciones fotovoltaicas aisladas y conectadas a red, así como su inclusión en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA22** | **Desarrollo de procedimiento administrativo mediante TICs para la agilización de los expedientes de autorización de las infraestructuras asociadas a tecnologías renovables y de alta eficiencia energética.** |

Se pretende generar y sistematizar herramientas para la tramitación de expedientes relacionados con el ahorro, la eficiencia energética y las energías renovables, en la administración andaluza.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA23** **Elaboración de un Plan de identificación de Áreas Preferentes de Energías Renovables (APER).**

La Ley 2/2007 de fomento de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética de Andalucía, define las Áreas Preferentes de Energías Renovables (APER) como posibles zonas compatibles para infraestructuras de generación y transformación de energías renovables. Con esta medida se pretende identificar dichas zonas y analizar los recursos renovables y la viabilidad de sus aprovechamientos. Para la determinación de estas áreas y su caracterización se tomará como referencia obligatoria los ámbitos territoriales identificados en el POTA.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA24** **Realizar un programa de promoción de los cultivos energéticos.**

La medida contempla la realización de un programa de promoción de los cultivos energéticos, con la participación del sector público y privado, que propicie el desarrollo de la agroenergía en Andalucía.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA25** **Realizar un programa de biocarburantes.**

La medida contempla la realización de un programa de biocarburantes que analice las materias primas, las necesidades de I+D+i, los sistemas de producción y los usos finales de estos combustibles.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA26** **Contribuir desde la planificación territorial y urbanística a reducir las necesidades de movilidad, fomentar el uso del transporte público, las redes de transporte no motorizado y optimizar el diseño de urbanizaciones y edificaciones para mejorar la eficiencia energética.**

Se trata de conseguir con esta medida que se corrijan en origen determinados desequilibrios estructurales en la ordenación del territorio y urbanística que causan, con posterioridad, situaciones de demanda energética (residencial y transporte) incompatibles con los objetivos de este Plan y con los definidos para los diferentes ámbitos territoriales identificados en el Modelo Territorial de Andalucía establecido en el POTA.

| Referencia | Medida |
|---|---|

**MA27** **Introducir la evaluación de los consumos energéticos durante el ciclo de vida de los sectores urbanizables en estudio, como criterio de dimensionamiento del planeamiento urbanístico.**

En el proceso de diseño y dimensionamiento de la ciudad debe incorporarse la dimensión energética, con objeto de valorar la viabilidad del ciclo integral (incorporando recursos básicos y emisiones) de un crecimiento urbanístico municipal y su compatibilidad con los objetivos del PASENER y del Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía. Se deberán fijar, en este sentido, módulos solventes de estimación por unidades físicas y criterios contrastables en la simulación para establecer los límites que sean precisos en su caso por parte de la administración urbanística y territorial.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA28** | **Contribuir eficazmente a que en los instrumentos de planeamiento territorial y urbanístico se prevean las reservas y ordenaciones de usos necesarias para atender a las necesidades de las redes e infraestructuras energéticas.** |

Se trata con esta medida de mejorar los procedimientos de planificación territorial y municipal para que se integren las necesidades de reserva de suelos y adecuada articulación de usos en la planificación de las redes energéticas y sus infraestructuras asociadas, en coherencia con el modelo territorial definido en el POTA.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA29** | **Realización de estudios sobre las implicaciones que sobre la salud tendrá el desarrollo de los sectores ligados a las energías renovables y al ahorro y la eficiencia energética.** |

Con la debida coordinación entre las Consejerías y demás entidades afectadas, se realizarán estudios de impacto potencial sobre la salud que tomen en consideración los efectos de:

a) Los impactos de las emisiones de biocarburantes en el sector transporte frente a los combustibles fósiles.

b) La renovación mínima de aire para evitar el sindrome del edificio enfermo y su afección a la eficiencia energética del mismo.

c) Investigación sobre sustitución de los equipos actuales con riesgo de desarrollar legionella por otros eficientes con menor riesgo.

d) Efectos beneficiosos del uso de tecnologías limpias con energías renovables por los contaminantes evitados en los procesos convencionales de combustión.

e) Efectos de la concentración de generación convencional en zonas específicas, frente a otras con menos concentración.

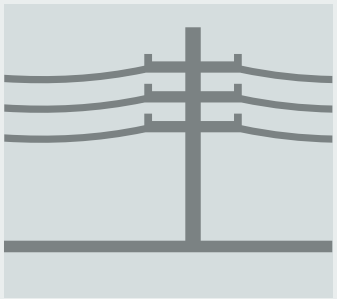
## Línea de actuación «Acercamiento a la Sociedad del Conocimiento a través de la investigación e innovación en el ámbito energético»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA30** | **Impulsar la incorporación de TICs.** |

Incorporación de las TICs para la mejora de la gestión de flotas de transporte público y de la gestión energética en las administraciones. Difusión de las ventajas que genera el uso de las TICs en la reducción del consumo energético de una administración pública. También se contempla el uso de las TICs en la agilización del proceso de tramitación administrativa de proyectos de tecnologías renovables y eficientes.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MA31** | **Mantener y ampliar las funcionalidades del Centro de Evaluación y Seguimiento Energético.** |

Con ello se pretende mejorar la calidad de servicios energéticos de Andalucía.



## 7.4. PROGRAMA «INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS»

La ordenación territorial y la operación de las infraestructuras de transformación, transporte y distribución de la energía, deben evolucionar, desde un modelo basado en grandes centros de producción, hacia un nuevo modelo energético de generación local y consumo in situ, en el que participen, de forma creciente, las energías renovables.

La garantía de suministro y el establecimiento de un sistema de infraestructuras de transformación, transporte y distribución de energía eficiente y respetuoso con el medio ambiente son los pilares de este programa.

### Línea de actuación «Garantizar un suministro energético de calidad a todos los andaluces y promocionar un sistema de infraestructuras eficiente, limpio y distribuido en toda Andalucía, que impulse el desarrollo económico manteniendo en todo momento como premisa el respeto y conservación del medio ambiente»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI1** | **Regular mediante un Decreto las actuaciones para la mejora del suministro eléctrico de los andaluces.** |

Se pretende con esta medida desarrollar la base reguladora necesaria para mejorar la calidad del suministro eléctrico en Andalucía, desarrollar el régimen jurídico de las acometidas eléctricas y regular los derechos y obligaciones de los usuarios del servicio eléctrico.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI2** | **Dotar de gas natural canalizado a los núcleos urbanos situados en el litoral y en los centros regionales.** |

Llevar la red de gas natural a las capitales de Cádiz y Almería así como extender la infraestructura de distribución de gas natural a toda la banda litoral y los centros regionales, considerándola una infraestructura básica para su desarrollo socioeconómico.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI3** | **Fomento de las redes locales mediante Gas Natural Licuado (GNL) o Gases Licuados del Petróleo (GLP) para ámbitos territoriales alejados de la red de gas natural.** |

Con esto se pretende incentivar a las empresas que extiendan el gas canalizado mediante plantas satélites de GNL o GLP a aquellos municipios que por su ubicación en el territorio no son susceptibles económicamente de ser integrados en la red nacional de gasoductos, con una particular incidencia en las Redes de Asentamientos Rurales según se establece en el POTA.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI4** | **Realización de un Programa de acercamiento de las infraestructuras de gas natural a zonas productivas de Andalucía.** |

En el marco de este Programa se analizará la viabilidad de llevar el gas natural a localizaciones en las que se ubiquen sectores productivos con elevadas demandas energéticas.

## Línea de actuación «Conocimiento para la gestión eficiente del sistema de infraestructuras»

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI5** | **Ampliación del Sistema de Información Energética de Andalucía.** |

Se trata de mejorar y ampliar la herramienta de información y gestión del Centro de Evaluación y Seguimiento Energético, integrando en sucesivas fases todos los subsectores energéticos que operan en Andalucía.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI6** | **Establecimiento de acuerdos de colaboración con compañías energéticas para cesión de datos de inventario, medidas, estados de red, capacidades del sistema, incidencias, planes de actuación y planes de emergencia.** |

El objetivo de la medida es conocer mejor el sistema energético para servir de base al desarrollo de infraestructuras y finalmente mejorar y asegurar el suministro de energía en la región.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI7** | **Mantener y mejorar el seguimiento y análisis de las incidencias de suministro eléctrico en Andalucía.** |

La medida persigue el conocimiento detallado de la situación del suministro de energía eléctrica en Andalucía, así como la detección de deficiencias para mejorar la calidad de suministro.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI8** | **Desarrollo de un sistema de información on-line de la generación de energía eléctrica en régimen especial en Andalucía.** |

Esta medida tiene como objetivo conocer en tiempo real la cobertura de la demanda eléctrica de Andalucía con fuentes renovables y tecnologías eficientes acogidas al régimen especial.

| Referencia | Medida |
|---|---|
| **MI9** | **Impulsar la constitución en Andalucía de centros de control de generación en régimen especial.** |

Se pretende con esta medida atraer la instalación de centros de control de la producción acogida al régimen especial de generación a los que obliga el Real Decreto 661/2007.


8

# Incidencia del Plan

Este Plan se distingue por su carácter innovador. Se está produciendo un cambio de ciclo en la historia de las energías y Andalucía tiene la oportunidad de protagonizar un nuevo modelo para resolver sus necesidades energéticas actuales y futuras y tratar de aprovecharla desencadenando una dinámica profundamente transformadora de su papel en el contexto internacional.

Este nuevo modelo se fundamenta en la valoración de la viabilidad de las nuevas demandas energéticas y en la adaptación del conjunto del sistema a las condiciones específicas de Andalucía, tanto en la dimensión ambiental como en la territorial.

En los diferentes apartados se pondrán de manifiesto las posibles afecciones tanto positivas como negativas de las distintas acciones programadas en el Plan, si bien globalmente la incidencia que tendrá la implantación de medidas de racionalización y modernización del sistema energético acorde con la implantación del nuevo modelo energético es netamente positiva. La incidencia de dichas acciones sobre los distintos sectores se puede resumir tal y como se recoge en la siguiente tabla.

La implantación de medidas de racionalización y modernización del sistema energético será muy positivo

CUADRO 27

| SECTOR | RACIONALIZACIÓN | NUEVO MODELO ENERGÉTICO |
|---|---|---|
| **Agricultura** | Optimización del transporte. Mayor reconocimiento social | Suministro de biomasa para usos térmicos o eléctricos |
| | Racionalización del consumo en climatización de invernaderos y reducción de gases de efecto invernadero | Cultivos energéticos. Biocarburantes |
| **Industria** | Mayor autosuficiencia energética. Cogeneración | Innovación en procesos y productos adaptados al clima de la región |
| | Reducción de gases de efecto invernadero (especialmente cementeras y ladrilleras) | Desarrollo del conglomerado energético andaluz en nuevos materiales |
| | Mayor reconocimiento social. Certificados energéticos | |
| **Urbanismo y edificación** | Mayor autosuficiencia energética. Renovables | Viabilidad energética. Desarrollos urbanísticos no endógenos |
| | Mejora general de la calidad por incremento de generación distribuida | Desarrollo del modelo de ciudad adaptada al clima de la región |
| | Mejora de los costes mediante el ahorro y la eficiencia energética en construcción | Innovación en procesos y productos adaptados al clima de la región |
| | | Recuperación del modelo de ciudad compacta. |
| **Servicios** | Mejora de los costes mediante el ahorro y la eficiencia energética en comercios y hostelería | Innovación en procesos y productos adaptados al clima de la región |
| **Transporte** | Mejora de los costes mediante el ahorro y la eficiencia energética en vehículos y material móvil | Planificación territorial con una movilidad más eficiente |
| | Mejora de la eficacia general del sistema de transporte urbano por apoyo al transporte público | Sustitución del combustible de automoción por fuentes endógenas. Biocombustibles. Transporte no motorizado |
| | Reducción de gases con efecto invernadero | |
| **Doméstico** | Reducción de gasto familiar por cambio de hábitos en ahorro y eficiencia | Mayor eficiencia en el uso de energía |
| | Mayor autosuficiencia energética. Renovables | |

La incidencia del Plan puede visualizarse también de la siguiente forma:

**CUADRO 28**

| | LINEAS | ACTUACIONES |
|---|---|---|
| **Política energética consolidada** | Reducción de la dependencia externa | Fomento de energías renovables |
| | Contribución a la reducción de emisiones | Fomento del ahorro y la eficiencia energética |
| | | Sustitución de centrales térmicas convencionales por ciclos combinados a gas |
| | Mejora de la calidad en el servicio | Fomento de la gasificación |
| | | Reducción de pérdidas |
| | Efecto demostración de la administración pública | Apoyo a las mejoras de gestión energética en servicios municipales |
| | | Optimización en la administración autonómica |
| **Nueva política energética** | Control de demandas futuras no viables | Planificación territorial y grandes consumidores |
| | | Inclusión de la evaluación energética en planes urbanísticos y en proyectos de infraestructuras. Informe de Sostenibilidad |
| | Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero | Sustitución de combustibles fósiles. Captura y almacenamiento de $CO_2$ |
| | Incorporación del control de los consumos automoción | Promoción biocombustibles |
| | Reconocimiento social a la gestión optimizadora | Certificado energético |
| | Fomento de un Conglomerado productivo | Política estratégica |
| | Mayor correspondencia espacial entre producción y consumo | Generación distribuida, redes comarcales |
| | Convergencia de políticas autonómicas | Planes territoriales, evaluación ambiental, fomento productivo |
| | Gestión adaptativa | Diseño del sistema dotado de mayor flexibilidad |
| | | Sistemas de seguimiento de procesos básicos, alerta temprana |
| | Consolidación del sector público como promotor y difusor del nuevo modelo energético | Desarrollo de la Red de Energía de la Junta de Andalucía |
| | | Incorporación del ahorro y la eficiencia energética en la planificación urbanística y de movilidad, en la compra de bienes o contratación de servicios |

## 8.1. INCIDENCIA GENERAL SOBRE EL DESARROLLO ECONÓMICO Y EMPRESARIAL

La implementación del Plan supondrá una profunda activación del sector empresarial en Andalucía, alentada por una incipiente reordenación del mercado de empresas relacionadas con el ámbito energético.

En los próximos años, la ejecución de las distintas líneas de actuación recogidas en los diferentes Programas que conforman la planificación energética de Andalucía para los próximos siete años, así como el contexto legal en el que se desarrollará el sector de la energía dará lugar a un previsible incremento de la demanda de servicios energéticos por parte de los distintos sectores de consumo así como nuevas oportunidades de mercado.

Se fomentará una sana competencia empresarial que desarrollará la oferta tecnológica y el I+D+i

La creación del Certificado Energético obligatorio en los centros de consumo con un cierto nivel de consumo de energía primaria, derivado de la Ley de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía, junto con la realización de auditorías energéticas, la exigencia de planes de mantenimiento preventivo de equipos, procesos e instalaciones o la incorporación de nuevos procedimientos de regulación y control así como de sistemas de generación de agua caliente sanitaria con energías renovables; el certificado energético para edificios tal, y como recoge la Directiva relativa a Eficiencia Energética de Edificios, que establece la inspección periódica de calderas y sistemas de aire acondicionado; las obligaciones de limitación de emisiones en las actividades afectadas por el comercio de derechos de emisión, etc., generarán elevadas inversiones en actuaciones energéticas.

En este escenario, la promoción de una amplia oferta de servicios energéticos de calidad impulsará a su vez la mayor demanda de éstos. Se creará así un conglomerado empresarial que abarque el diseño y producción de tecnologías y equipamientos energéticamente eficientes, el desarrollo de formas propias y adaptadas de producir energía renovable aprovechando las ventajas energéticas comparativas de Andalucía, la financiación de las inversiones en proyectos energéticos y la prestación de servicios en el uso final de la energía.

La consolidación de este mercado energético basado en la creación de una sólida red entre el sector empresarial y los potenciales clientes en el ámbito de la energía, ofrecerá valor añadido a todos los agentes del mercado energético de Andalucía, fomentando una sana competencia empresarial que favorezca la calidad de los servicios energéticos.

Como baluarte de esta competencia se erige el desarrollo de la oferta tecnológica y el I+D+i. Las empresas energéticas asumirán nuevas responsabilidades y reconducirán sus estrategias de mercado, sustentándose en las ventajas que les puede reportar el fomento

de la innovación y el desarrollo tecnológico en el campo de la eficiencia energética y la diversificación de la energía mediante fuentes renovables.

La consolidación de un cluster de empresas de estas características constituirá una excelente oportunidad de mejora de la competitividad empresarial andaluza, contribuyendo al crecimiento económico y a la creación de empleos.

En Andalucía ya se ha conseguido implantar con éxito un tejido de empresas instaladoras en el sector de la energía solar. En este respecto, la Administración andaluza tuvo un papel fundamental en la consolidación de dicho sector. La creación de la Red Virtual de Empresas del sector de la Energía en el marco del Portal de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa, se constituirá como instrumento dinamizador del sector de la energía, siendo un primer paso que tendría su continuación en el diseño y puesta en marcha de un cluster de empresas energéticas.

La apuesta de las empresas andaluzas por la eficiencia energética innovadora, además de la reducción de la factura energética como consecuencia de la racionalización del consumo energético, supondrá un incremento de la producción provocado por la adquisición de equipos más avanzados tecnológicamente, lo que repercutirá favorablemente en la cuenta de resultado de dichas empresas. Así, la tendencia a la baja de la intensidad energética, presumible en las empresas andaluzas con la materialización del Plan, se constituirá como un estímulo implícito que impulsará a las empresas en la búsqueda y adquisición de equipos y maquinarias eficientes. El efecto multiplicativo de esta influencia hará consolidar una actitud energética de las empresas acorde con los criterios de desarrollo sostenible.

## 8.2. INCIDENCIA SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Las vinculaciones entre desarrollo económico, ecosistemas, cambio global y las políticas energéticas, son objetivo básico de una adecuada estrategia o planificación en materia de medio ambiente. Este principio marco se desarrolla en acuerdos como la Estrategia Europea de Desarrollo Sostenible (EEDS) que se acordó en el Consejo Europeo que tuvo lugar en Gotemburgo en junio de 2001 y que se llevó en 2002 a la Cumbre Mundial de Desarrollo Sostenible en Johannesburgo. Este compromiso internacional en apoyo de la inclusión de la dimensión ambiental en la social y la económica, tiene en la EEDS especial relevancia en el ámbito de la energía. La Estrategia defiende la necesidad de prevenir, afrontar, controlar y revertir los problemas derivados del calentamiento global y la degradación de los sistemas naturales. De ahí que se considere como medida especifica la urgente necesidad de frenar el cambio climático y el reforzamiento de la generación mediante fuentes de energía renovables.



Sobre el principio de la sostenibilidad, el PASENER apuesta por los recursos renovables y la defensa del medio natural y la salud pública

La justificación de incorporar una nueva cultura de la energía se soporta en el cambio del modelo de generación y de consumo energético, en una nueva orientación en materia de la movilidad y del transporte, en un análisis profundo del esquema urbanístico de los núcleos de población (tanto en el modelo de desarrollo territorial como en las técnicas de construcción empleadas), y en la concepción de nuevos métodos de gestión de los recursos naturales, basados en una mejor comprensión y capacidad de predicción sobre los impactos y repercusiones ejercidos en el entorno, especialmente a escala global.

En el ámbito de la Prevención Ambiental, la Junta de Andalucía ha aprobado la Ley 7/2007, de 9 de junio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental. En ella se plantea actualizar el control sobre las incidencias e impactos sobre el entorno de proyectos y de infraestructuras del ámbito energético a la luz de la evolución del sector, de las nuevas tecnologías y de las limitaciones impuestas a nivel internacional. Como se recoge en su cuerpo, en la Exposición de Motivos, la Ley *«...intenta dar respuesta a las tres dimensiones del concepto de desarrollo sostenible –ambiental, social y económica- superando las originarias normas sectoriales para la protección de un medio ambiente limpio, hoy insuficientes».*

## 8.2.1. Efectos sobre el medio ambiente y la salud pública

El presente Plan nace bajo el principio de la sostenibilidad y por tanto, queda todo él impregnado de la necesidad de garantizar el máximo nivel de aportación al sistema energético de recursos renovables y minimizar los efectos dañinos sobre el medio natural y sobre la salud pública.

## Emisiones de $CO_2$ evitadas

Las medidas de ahorro y eficiencia energética y la mayor generación con energías renovables evitará la emisión a la atmósfera de un volumen importante de gases de efecto invernadero en la comunidad andaluza.

El $CO_2$ evitado por el Plan hasta el año 2013 se elevaría a 11 millones de toneladas[24]. En los años de vigencia del Plan, el $CO_2$ evitado debido a las actuaciones anuales en ahorro y las hipótesis de nueva potencia instalada con energías renovables y de generación de energía eléctrica con esta fuente, así como las previsiones de demanda de fuentes renovables para uso final térmico, se recoge en las siguientes tablas:

**CUADRO 29**
Miles de toneladas de $CO_2$ anuales evitadas - ahorro y eficiencia energética

| 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 704 | 522 | 485 | 483 | 491 | 487 | 490 |

**CUADRO 30**
Miles de toneladas de $CO_2$ anuales evitadas - energías renovables

| 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1.648 | 675 | 1.257 | 865 | 1.262 | 546 | 972 |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

NOTA:
Emisiones de $CO_2$ evitadas calculadas en base a los incrementos anuales previstos para los años 2007 a 2013 de demanda para uso final térmico y de producción eléctrica con fuentes renovables.

El total de emisiones de $CO_2$ evitadas debido a la ejecución anual de las medidas de ahorro y eficiencia energética y de las actuaciones anuales previstas en renovables se recogen en la siguiente tabla:

**CUADRO 31**
Miles de toneladas de $CO_2$ anuales evitadas

| 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2.352 | 1.198 | 1.742 | 1.348 | 1.753 | 1.033 | 1.462 |

**CUADRO 32**
Miles de toneladas de $CO_2$ acumuladas evitadas

| 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2.352 | 3.549 | 5.292 | 6.640 | 8.393 | 9.426 | 10.888 |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

24 Los factores de emisión considerados en el cálculo para usos térmicos han sido tomados del Informe Inventarios GEI 1990-2004 (mayo 2006) (Tabla A8.2.- Decisión de la Comisión 2004/156/CE Directrices de seguimiento y notificación), remitido por España a comunicación a la Secretaría del Convenio Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas. En generación eléctrica las emisiones evitadas de $CO_2$ se han calculado frente a la generación con ciclo combinado a gas natural, a excepción de las relativas a la co-combustión con biomasa, calculadas frente a la generación en una central térmica de carbón.





## Reducción de otros gases

El incremento de la implementación de energías renovables, las medidas de ahorro y eficiencia energética, la paulatina sustitución de carbón por gas en las nuevas centrales de ciclo combinado junto con la construcción de plantas de hidrodesulfuración, conllevará reducir la emisión de otros gases relacionados con las fuentes energéticas de origen fósil, principalmente carbón y petróleo. Estas reducciones serán especialmente significativas en los casos del $SO_2$ y NOx.

Contribuir a la reducción de emisiones es un compromiso firme del Plan

La reducción en la emisión de otros gases precursores de la formación de ozono troposférico ($CH_4$, $NO_2$, COVNM, y CO), podría suponer una mejora considerable de los índices de calidad del aire en aquellos lugares donde con más frecuencia se suceden estos episodios, grandes aglomeraciones urbanas, agrupaciones de ciertas industrias, etc.

El tráfico urbano en las grandes ciudades andaluzas concentra en torno al 83% de las emisiones de CO y el 57% de las de $NO_2$. Es por tanto este sector difuso, por la complejidad que supone su regulación y control, y la coordinación interadministrativa que exige, uno de los que debe concentrar los mayores esfuerzos en la reorientación de medidas destinadas a la reducción de emisiones. En cuanto a los gases responsables de la lluvia ácida, las medidas adoptadas por el sector de la automoción en los últimos años unido al efecto del Plan Renove han resultado efectivas en cuanto al recorte contabilizado en la producción de los mismos.

Las instalaciones industriales son las responsables del 90% de las emisiones de $SO_2$ y del 37% de las emisiones de $NO_x$, y dentro de éstas, dos sectores de actividad son el origen del 70%: el sector energético (40%) y la industria petroquímica (31%)[25]. Además de estos dos sectores, existe otros que presentan problemas por este tipo de emisiones como son: la industria metalúrgica, papeleras, cementeras y agroalimentaria. El fenómeno urbanístico que se ha vivido en la Comunidad ha elevado de forma apreciable las emisiones vinculadas al sector del procesado de minerales, canteras y materiales de construcción (ladrillos, tejas, materiales cerámicos, etc.).

La Ley 16/2002, de Prevención y Control Integrado de la Contaminación, junto a la prolija normativa existente de regulación de valores límite, umbrales de alerta e información, apoyado en la Red de Medición Automática de Emisiones, suponen en la actualidad para la administración autónoma andaluza un conjunto de herramientas de control, en base a las cuales poder articular planes y estrategias específicas de reducción de emisiones.

Un sistema energético más limpio y eficiente beneficia al medio ambiente, la salud pública y el patrimonio cultural

## Efectos sobre la salud pública

Las interacciones entre el cambio climático y la salud humana son múltiples y complejas. Los efectos derivados del cambio climático[26] podrían resumirse en: cambios en la morbimortalidad en relación con la temperatura (efectos de las olas de calor, en particular en niños y personas mayores de 65 años, extensión geográfica de vectores subtropicales de enfermedades, etc.), efectos en salud relacionados con eventos meteorológicos extremos, contaminación atmosférica y aumento de los efectos en salud asociados, como los episodios habituales de concentración de ozono troposférico en el entorno de los núcleos urbanos, enfermedades transmitidas por alimentos y el agua y enfermedades transmitidas por vectores infecciosos y por roedores.

La concentración de instalaciones de generación de energía eléctrica en zonas portuarias accesibles para los suministros de materias primas (carbón y fuel) han dado lugar a situaciones de calidad atmosférica de riesgo. A pesar de las conclusiones tranquilizadoras de los estudios epidemiológicos llevados a cabo en algunas de estas zonas, no cabe duda que es claramente preferible eliminar el riesgo o reducirlo de forma significativa.

Las medidas adoptadas en este Plan para apoyar la reducción del uso del vehículo privado, o la sustitución de combustible convencional por biocombustibles en automoción, debe re-

25 Fuente: Plan de Medio Ambiente 2004-2010.

26 Según clasificación recogida en el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, de la Oficina Española de Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente.

dundar en la reducción de la contaminación atmosférica en las grandes ciudades andaluzas y reducir las diversas afecciones a la salud pública que se desprenden de esta situación.

De especial importancia en lo que afecciones a la salud se refiere, es el control y limitación de la emisión de partículas en suspensión, con múltiples focos de origen (naturales, construcción, subproducto de los motores de combustión, desgaste por la rodadura de neumáticos, etc).

## Efectos sobre el medio natural y sobre el patrimonio cultural e histórico andaluz

El incremento del aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, como el viento, va unido a un mayor riesgo de afección al patrimonio natural, por la necesidad de implantarse en espacios no urbanizados. Los procedimientos establecidos contemplan cada vez más los criterios de integración en el medio de los grandes aerogeneradores, tanto por posibles afecciones a la avifauna, como afecciones por desmontes y rellenos y, en el caso del eólico marino, por afecciones al medio poco conocidas (efecto sobre comunidades bentónicas, ictiofauna, poblaciones de cetáceos, etc).

La implantación de parques fotovoltaicos y solares termoeléctricos requieren una extensa ocupación territorial. En la mayor parte de los casos, la ubicación preferente para este tipo de instalaciones se ha venido produciendo en terrenos de carácter agrícola, donde los impactos asociados suelen ser de escasa relevancia. El requerimiento de terrenos llanos y la necesidad de someterse a estudios de impacto ambiental, explican la tendencia a descartar los emplazamientos de tipo forestal.

Las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica dieron lugar a una de las principales afecciones a la población de avifauna, debido al riesgo de electrocución y colisión de las instalaciones antiguas. La regulación existente sobre esta materia ha reducido significativamente la mortandad de aves.

Las líneas eléctricas también conllevan una serie de afecciones sobre la vegetación. El trazado de los tendidos requiere el desbroce del terreno, lo que puede suponer un importante impacto negativo en las líneas que atraviesan zonas sensibles y de especial valor. Además, la presencia de líneas eléctricas lleva asociado el aumento del riesgo de aparición de incendios forestales, lo que por otro lado justifica el clareo de vegetación que su instalación requiere.

Sin embargo, hay que señalar un efecto positivo sobre el medio natural derivado de la valorización del espacio forestal y agrícola por el aprovechamiento de biomasa y por el incremento de los cultivos energéticos (biomasa, biocombustibles), que van a permitir corregir

los efectos negativos del abandono de cultivo en terrenos marginales, contribuyendo en una importante labor de conservación de suelos y control de la erosión. Conviene prestar especial atención a las estrategias que promocionen el mercado interno andaluz de la biomasa para que este recurso no cargue con los costes económicos y medioambientales (emisiones) asociados a la logística (transporte y distribución).

Tan importante como la protección de la riqueza natural es la protección del valioso patrimonio histórico y cultural andaluz. Cualquier actuación impulsada desde este Plan debe contemplar el análisis de la afección a los bienes patrimoniales. Es probable que dichas afecciones tengan un impacto positivo, en particular en el ámbito urbano ya que el sistema energético, las estrategias de ahorro y eficiencia energética o de movilidad están íntimamente ligados a la calidad del aire que es un factor clave a considerar en lo tocante a la conservación de los Conjuntos históricos y los bienes patrimoniales.

Tal y como se recoge entre los retos planteados en el Plan Estratégico para la Cultura en Andalucía (PECA) o en el Plan de Arquitectura Defensiva de Andalucía (PADA), se hace necesario establecer nuevas tipologías de protección que relacionen Patrimonio y Territorio, completar el inventario conocido de construcciones históricas, determinar su estado real y actualizado de conservación, estableciendo medidas y prioridades de actuación e intervención, fijando líneas de protección de los inmuebles y sus entornos, líneas de investigación, líneas de difusión y líneas de cooperación sobre este importante patrimonio. Es especialmente relevante por tanto que se contemple todo ello a la luz de los objetivos de expansión prevista de las redes



e infraestructuras de transporte y distribución energética a lo largo del territorio regional. La permanencia de diferentes elementos patrimoniales en un territorio determinado, su interacción con el paisaje y los modos de vida son nuevas perspectivas que han de afrontarse desde la investigación y también desde la aplicación de nuevas formas de protección.

La adopción de las propuestas del PASENER 2007-2013 quiere tener muy presente el nuevo impulso que se quiere dar a la planificación territorial en materia de Patrimonio Cultural y a la cooperación entre agentes que actúan sobre el territorio, y por tanto, es fundamental desarrollar políticas de acción integrada que maximicen las sinergias y estimulen el desarrollo sostenible de nuestra sociedad.

## 8.3. EFECTOS SOBRE OTRAS POLÍTICAS PÚBLICAS

La incidencia del Plan se plasma en dos niveles bien diferenciados: los efectos inmediatos sobre el medio ambiente, ya comentados en el apartado anterior, sobre el empleo y la renta, sobre la innovación o sobre la ordenación del territorio, por un lado; y los efectos sobre la estructura económico-territorial de Andalucía y los fundamentos del bienestar de los andaluces, por otro.

**CUADRO 33**

| NIVELES | MATERIA | EFECTOS |
|---|---|---|
| **Inmediatos** | Empleo | Empleo asociado a la inversión. Empleo asociado a la explotación |
| | Valor añadido | En inversión. En explotación |
| | Medio ambiente | Gases Efecto Invernadero (GEI) |
| | | Otras emisiones |
| | | Medio natural: avifauna y hábitats |
| | Salud pública | Recuperación de condiciones atmosféricas en zonas saturadas |
| | Investigación y desarrollo | Nuevos procesos implantables y exportables |
| | | Nuevos productos implantables y exportables |
| | Ordenación del territorio | Racionalización de los nuevos desarrollos |
| **Estructurales** | Competitividad | Reforzamiento de la robustez del sistema productivo |
| | | Diferenciación en bienes y servicios |
| | | Oportunidad para el conglomerado andaluz de la energía basada en el nuevo modelo energético |
| | Bienestar | Reducción de la vulnerabilidad y dependencia |
| | | Reforzamiento de la identidad |
| | Seguridad del sistema energético | Mayor nivel de autosuficiencia |
| | | Incremento de la capacidad de respuesta |
| | Estructura territorial | Equilibrio de usos y aprovechamientos |

## Efectos sobre la innovación

En torno a la innovación el PASENER genera toda una serie de beneficios, tanto de tipo directo, como la obtención de patentes o de derechos de diverso tipo aprovechables en oportunidades empresariales, como los de tipo indirecto relacionados con la renovación de procesos organizativos y la incorporación de elementos diferenciadores.

El sector de la energía es uno de los sectores económicos andaluces en los que tiene mayor importancia la I+D+i, destacando en este aspecto por encima de otros sectores económicos. La mayor parte de la actividad innovadora en el sector energético se da en el campo de las energías renovables.

Innovar es un requisito imprescindible para evolucionar hacia un modelo energético sostenible y adaptado a las condiciones específicas de Andalucía

La innovación energética supone para Andalucía, a la vez que un reto, una oportunidad de futuro. Innovar es un requisito imprescindible para evolucionar hacia un modelo energético sostenible y adaptado a las condiciones específicas de Andalucía. En el campo de las nuevas tecnologías energéticas, Andalucía parte ya con ciertas ventajas competitivas, si bien es preciso vencer aún una serie de obstáculos para que la innovación energética alcance el enorme potencial que tiene en Andalucía, para lo cual será un factor de apoyo la fuerte relación entre el esfuerzo en I+D+i y las ventajas competitivas explotables comercialmente.

El empeño de este Plan por la innovación y la propia singularidad del modelo energético pretendido, van a contribuir a que Andalucía se establezca como una región de referencia en los campos de las nuevas tecnologías energéticas sostenibles; alcanzando un elevado grado de independencia tecnológica en el aprovechamiento de los recursos energéticos propios y convirtiendo esta actividad en un pilar de progreso intenso, sostenible y solidario.

## Efectos sobre la ordenación del territorio

La incidencia de este Plan sobre la ordenación del territorio andaluz es, probablemente, una de sus principales novedades. Entre los efectos identificados se pueden distinguir aquellos que contribuyen directamente al cumplimiento y desarrollo de los objetivos del Plan de Ordenación del Territorio del Andalucía (POTA) y otro tipo de efectos, de carácter específico, no relacionados directamente con dicho Plan. Esto efectos son los siguientes:

CUADRO 34

| OBJETIVOS DEL POTA | EFECTOS DEL PASENER |
|---|---|
| 1. Consolidar en Andalucía un Sistema de Ciudades funcional y territorialmente equilibrado como base para la mejora de la competitividad global de la región, la difusión del desarrollo y el acceso equivalente a equipamientos y servicios.<br>2. Definir un marco regional de coherencia para los planes y programas con incidencia urbana, aportando criterios que permitan la incorporación de las variables territoriales a los objetivos de dichos planes y programas.<br>3. Contribuir desde las políticas urbanas a la sostenibilidad general del sistema.<br>4. Favorecer la cohesión social y la mejora de la calidad de vida en las ciudades andaluzas. | • Contribución del sistema energético andaluz a la interrelación del sistema urbano andaluz.<br>• Incorporación de la dimensión de sostenibilidad energética en la ordenación territorial de la región.<br>• Mejora de la accesibilidad energética y reforzamiento de la fortaleza del bienestar apoyado en una mejor adaptación a las condiciones específicas de Andalucía. |
| 44.3. Mejorar el balance ecológico de las ciudades con relación a los ciclos de consumo y procesamiento de recursos naturales (agua, suelo, energía y materiales). | Viabilidad energética de los desarrollos urbanísticos no endógenos. |
| 53.g) Dimensionar la oferta y el uso del espacio turístico atendiendo a la capacidad de carga de los territorios y a las posibilidades reales de acceso a recursos naturales escasos, particularmente hídricos. Los nuevos desarrollos deberán justificar y garantizar las dotaciones necesarias en materia de agua y energía. | Viabilidad energética de los desarrollos urbanísticos no endógenos y de la desalación de agua. |
| **OTROS EFECTOS TERRITORIALES** | |
| Recuperación del uso de tierras agrarias gracias a la implantación de grandes superficies de cultivos energéticos. | |
| Valorización de la biomasa y generación de nuevas actividades en el medio rural. | |

## Efectos sobre el empleo

El Plan afectará positivamente a la economía y el empleo que tendrá un alto componente tecnológico estable y distribuido

Como consecuencia de las medidas propuestas en el Plan se producirán unas inversiones propias de la Junta de Andalucía, se inducirán inversiones de las empresas y se propiciará el surgimiento de nuevas actividades en generación, transporte, distribución y mantenimiento de instalaciones. Asimismo se contribuirá a la generación de empleos y valor añadido en investigación y desarrollo de procesos y productos y en el campo de los servicios tecnológicos avanzados.

La consecución de los objetivos en energías renovables representará la realización de importantes inversiones, creación de nuevas empresas y especialización de otras que en la actualidad se dedican a otras actividades, además de la creación de puestos de trabajos de un alto componente tecnológico. Destaca a este respecto el caso de la energía solar térmica, ya que la obligación que representará la inclusión de estas instalaciones en los edificios (según se recoge en el Código Técnico de la Edificación) inducirá a la creación de nuevas empresas para cubrir la demanda futura.

Por otra parte, la apuesta que se hace desde el Plan por la biomasa para usos térmicos supondrá una oportunidad importante para las empresas instaladoras, así como para las empresas de servicio y mantenimiento, que deberán surgir y consolidarse para cubrir la oferta del incremento de energía eléctrica de la biomasa.



La realización de los parques eólicos que se proyectan en Andalucía requerirá la presencia de empresas de montaje y posterior mantenimiento. Estas actividades representan oportunidades para las empresas locales. Además, dará oportunidad a otro tipo de empresas que se dediquen a la fabricación de elementos para aerogeneradores y el desarrollo de sistemas de control. Similar situación que para la energía eólica se encuentra en las instalaciones fotovoltaicas.

Las instalaciones termosolares permiten poner a la cabeza de esta tecnología a Andalucía debido a los desarrollos que se vienen haciendo y especialmente con la existencia de la Plataforma Solar de Almería. Este centro de experimentación, ha permitido el despegue de este tipo de energía y goza de reconocido prestigio en el mundo.

El sector agrícola también debe ser favorecido con el impulso de las energías renovables. Especialmente influirá la producción de biocarburantes, que requieren unas altas cantidades de materias primas (oleaginosas, cereales y biomasa en general). La producción de cultivos energéticos se ha convertido en el eje que posibilitará el incremento y la consecución de los objetivos señalados para las tecnologías de la biomasa (eléctrica, térmica y biocarburantes).

El empleo que se creará, en general, presentará unas características de alto componente tecnológico, estable y sobre todo distribuido entre las zonas rurales y urbanas. En el periodo total del Programa se prevé un total de 105.000 empleos.

En la actividad laboral en renovables se distingue dos tipos de empleo: uno continuo debido al funcionamiento de las plantas, instalaciones habituales, venta de equipos, fabricación, etc. y otro de carácter anual que surge debido a las grandes obras civiles que son necesario acometer (caso por ejemplo de eólica, biomasa eléctrica, biocarburantes o termosolar). Del total del empleo generado el 23% corresponde a empleo continuo y el 77% al anual.

La energía eólica, debido a las necesidades de realizar importantes obras para su instalación, ocupará al 68% del personal, descendiendo al final del periodo el volumen de empleo de esta actividad, y por lo tanto el empleo global correspondiente a renovables.

Por otra parte, la revitalización del tejido empresarial como consecuencia del incremento de demanda de servicios energéticos que supondrá el fomento y apoyo de la optimización energética y la gestión de la demanda, implicará un empuje nada desdeñable a la creación y consolidación de empleo, fundamentalmente de carácter regional. Las empresas energéticas requerirán numerosos empleados cualificados para poder afrontar el nuevo horizonte que se percibe en el sector energético, conforme se materialicen las actuaciones apuntadas por el Plan.

En Andalucía existen precedentes en el ámbito energético de creación y consolidación de empleo. Así, la realización de Planes de Optimización Energética (POE) en numerosos municipios andaluces ha consolidado la creación de un importante número de empresas de servicios energéticos y de equipamiento que ofrecen sus servicios en el ámbito local.

El Plan propiciará la creación de numerosas empresas especializadas en energética edificatoria

También es de destacar el papel que la aplicación en el sector de la edificación tendrá la Directiva Europea 2002/91/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de diciembre de 2002, relativa a la Eficiencia Energética de Edificios, que establece la obligatoriedad de todos los países miembros de la Unión Europea de poner a disposición de los compradores o usuarios de un edificio un certificado energético, reconocido por la Administración, que informe de la eficiencia energética del mismo, así como a la inspección periódica de calderas y de los sistemas de aire acondicionado.

Además de la generación de empleo asociada a este proceso, se crearán numerosas empresas especializadas en energética edificatoria, empresas de las que se carece actualmente. Sólo en Andalucía, según los estudios realizados por la Agencia Andaluza de la Energía, la implementación de la Directiva podría generar hasta 4.000 empleos directos de calidad (trabajadores cualificados).

Según estimaciones de la Comisión Europea (Programa SAVE), se prevé la creación de entre 10 y 20 nuevos empleos por cada millón de euros de la inversión total en eficiencia energética. Las inversiones derivadas de este Plan, con el apoyo administrativo, redundarán por tanto en la creación de entre 2.500 y 5.000 nuevos empleos.

## 8.4. EFECTOS ESTRUCTURALES

De la aplicación del Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética se desprenderán una serie de efectos que van a contribuir a una modificación sustancial de la estructura económico-territorial de Andalucía. Estos efectos se refieren a las cuestiones siguientes:

## a) Mejora de la competitividad

El Plan contempla toda una serie de medidas destinadas a innovar en el sistema productivo andaluz, propiciando el mayor nivel de desvinculación de los inputs energéticos en productos y procesos, por un lado, y realizando un esfuerzo particular en la adaptación a las condiciones específicas de Andalucía, tanto en climatología, como en agua o en materiales. De esta forma se va a lograr una reducción en la estructura de costes de las unidades productivas, pero sobre todo se va a producir un reforzamiento de la robustez del sistema productivo que redundará en una mejora de la competitividad de las empresas.

Por otro lado, las medidas de innovación dirigidas a la adaptación a la especificidad de Andalucía y la propia gestión adaptativa del Sistema Energético van a contribuir a la diferenciación en bienes y servicios de la región.

Es preciso innovar en nuevos materiales para generar energía de forma eficaz y eficiente

El Plan contempla toda una serie de medidas ligadas a la configuración de un nuevo modelo energético. No sólo es preciso desarrollar tecnología para generar energía de forma eficaz y eficiente en las condiciones andaluzas, sino que es preciso innovar en nuevos materiales mejor adaptados a estas condiciones y en la forma de utilización de los mismos. El desarrollo de soluciones tecnológicas válidas para este enfoque, la adquisición de nuevas capacidades para prestar servicios tecnológicos y, en general, la formación de un complejo y articulado núcleo de empresas ligadas a la prestación de bienes y servicios de este modelo, constituye una excelente oportunidad para el conglomerado andaluz de la energía (cluster) tanto para su consolidación en la región, como para la adopción de una posición de liderazgo en el entorno climático y otras zonas del planeta donde existen condiciones similares (Centroamérica, Sudamérica y África). En el nuevo modelo energético, Andalucía debe dejar de ser una región importadora de recursos energéticos fósiles y convertirse en una región exportadora de conocimiento y tecnologías para el aprovechamiento de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía.

## b) Mejora del bienestar de los andaluces

La creciente asociación entre bienestar y consumo de energía genera una posición de riesgo para los andaluces ante un potencial endurecimiento de las condiciones de consumo de energía. En el marco del Plan se adoptan medidas tendentes a reducir la vulnerabilidad y la dependencia del bienestar respecto al consumo de energía. El incremento de autosuficiencia energética de los hogares, la mejora de la adaptación de las urbanizaciones y edificaciones a las condiciones climáticas de la región, junto con la introducción del modelo de ciudad compacta y los cambios de hábitos, especialmente en movilidad, deben provocar una percepción del bienestar menos ligado a consumos crecientes de energía.

En un entorno socioeconómico y cultural caracterizado por la tendencia a la homogeneidad global de parámetros de comportamiento y consumo, debe ser reseñado el efecto que este Plan puede tener la percepción por parte de la población andaluza de nuevos vectores de satisfacción (formas distintas de consumir o de desplazarse) a partir del empeño en la adaptación energética.

### c) Incremento de la seguridad del Sistema Energético Andaluz

El conjunto de las medidas del Plan van a tener un efecto positivo indudable en lograr mayor nivel de autosuficiencia del sistema energético andaluz, tanto por la incorporación de energías renovables, como por las mejoras en ahorro y eficiencia y, especialmente, por la progresiva adaptación a las condiciones del entorno de la región. Esta autosuficiencia redunda en una menor dependencia de la garantía de abastecimiento exterior y una reducción de las consecuencias derivadas del posible endurecimiento de las condiciones de acceso a las materias primas energéticas.

En segundo lugar, hay que recordar que las medidas orientadas a lograr un modelo de generación más distribuido van a contribuir a reforzar la seguridad del sistema energético, al tiempo que mejoran la gestión de las redes.

En tercer lugar, hay que citar el efecto previsible del Plan en la mejora de la capacidad de respuesta del sistema energético andaluz a las perturbaciones y adversidades energéticas externas que puedan producirse. El conjunto de las medidas deben tener un efecto sobre este aspecto, pero especialmente la gestión adaptativa, mediante la cual se pretende otorgar robustez al sistema acompañada de una flexibilidad y agilidad ante los cambios que debe tener como efecto final la capacidad de respuesta y adaptación.

### d) Mejora de la cohesión territorial

A los efectos más directos e inmediatos sobre la ordenación del territorio, fundamentalmente referidos a su contribución al cumplimiento de los objetivos y determinaciones del POTA, es preciso incorporar un efecto estructural general sobre la mejora de la cohesión territorial gracias a las medidas del Plan que propician un mayor equilibrio de usos y aprovechamientos, gracias al uso de energías renovables ligados al medio rural y al efecto de contención sobre el proceso urbanizador desequilibrante protagonizado por la promoción de vivienda para los inmigrantes climáticos y la proliferación de la segunda residencia.

En definitiva, el PASENER 2007-2013 trata de dar un paso más en el camino iniciado por el PLEAN 2003-2006 hacia un modelo energético para Andalucía desde la óptica del desarrollo sostenible.

# 9



# Presupuesto económico

En este capítulo se presenta el marco financiero necesario para el adecuado desarrollo de las diferentes actuaciones que integran el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética. Dicho marco recoge el apoyo público, tanto de la Junta de Andalucía, como de otras administraciones.

Para definir el marco financiero se distingue entre el origen de los fondos y el destino de los mismos. El origen de fondos se divide en las partidas aportadas por la Administración de la Junta de Andalucía y las aportadas por la Administración General del Estado, a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

La financiación de la Administración General del Estado se enmarca dentro de los dos grandes programas estatales "El Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4) 2004-2012" y "El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010". Actualmente esta en elaboración el "Plan de acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4) 2004-2012", que completará el marco de actuación de la E4.

El IDAE, como entidad pública empresarial adscrita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, se encargará de coordinar y gestionar conjuntamente con la Agencia Andaluza de la Energía, los fondos destinados a las dos planificaciones mencionadas.

El destino de los fondos se diferencia en cuatro grandes áreas: Energías Renovables, Ahorro y Eficiencia Energética, Difusión y Promoción e Infraestructuras. El desglose se ha realizado para permitir el seguimiento y la redistribución, si procede, de los recursos necesarios propuestos.

En la siguiente tabla se muestran las partidas previstas, desglosadas en función de los cuatro grandes grupos y por origen de los fondos:

**CUADRO 35**

UNIDAD:
Miles de euros

| AREA | ORIGEN DE FONDOS | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | TOTAL |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Energías Renovables | Junta de Andalucía | 30.390,0 | 31.853,7 | 33.254,5 | 34.965,9 | 37.038,2 | 39.293,8 | 41.557,1 | 248.353,2 |
| | I.D.A.E. | 4.507,3 | 4.642,6 | 4.781,8 | 4.925,3 | 5.073,1 | 5.225,2 | 5.382,0 | 34.537,3 |
| | Total | 34.897,3 | 36.496,3 | 38.036,3 | 39.891,2 | 42.111,3 | 44.519,0 | 46.939,1 | 282.890,5 |
| Ahorro y Eficiencia Energética | Junta de Andalucía | 8.549,3 | 9.220,2 | 9.794,6 | 10.572,5 | 11.403,9 | 12.249,0 | 13.227,8 | 75.017,4 |
| | I.D.A.E. | 23.937,8 | 24.225,1 | 24.515,8 | 24.810,0 | 25.107,7 | 25.409,0 | 25.713,9 | 173.719,2 |
| | Total | 32.487,1 | 33.445,3 | 34.310,4 | 35.382,5 | 36.511,6 | 37.658,0 | 38.941,7 | 248.736,6 |
| Difusión y Promoción | Junta de Andalucía | 0,0 | 3.625,0 | 4.195,0 | 4.700,0 | 5.100,0 | 5.580,0 | 6.235,0 | 29.435,0 |
| | I.D.A.E. | 1.709,8 | 1.730,3 | 1.751,1 | 1.772,1 | 1.793,4 | 1.814,9 | 1.836,7 | 12.408,5 |
| | Total | 1.709,8 | 5.355,3 | 5.946,1 | 6.472,1 | 6.893,4 | 7.394,9 | 8.071,7 | 41.843,5 |
| Infraestructuras | Junta de Andalucía | 10.219,9 | 7.953,0 | 8.829,3 | 9.478,5 | 10.056,2 | 10.608,6 | 11.112,5 | 68.258,0 |
| | I.D.A.E. | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| | Total | 10.219,9 | 7.953,0 | 8.829,3 | 9.478,5 | 10.056,2 | 10.608,6 | 11.112,5 | 68.258,0 |
| TOTAL Junta de Andalucía | | 49.159,1 | 52.651,9 | 56.073,4 | 59.716,9 | 63.598,3 | 67.731,4 | 72.132,4 | 421.063,6 |
| TOTAL I.D.A.E. | | 30.155,0 | 30.598,0 | 31.048,7 | 31.507,4 | 31.974,2 | 32.449,1 | 32.932,6 | 220.665,0 |
| TOTAL | | 79.314,1 | 83.249,9 | 87.122,1 | 91.224,3 | 95.572,5 | 100.180,5 | 105.065,0 | 641.728,6 |

El 65,6% de los fondos corresponderá a la aportación de la Administración andaluza y el 34,4% restante a la Administración General del Estado.

**GRÁFICO 23**
Origen de los fondos

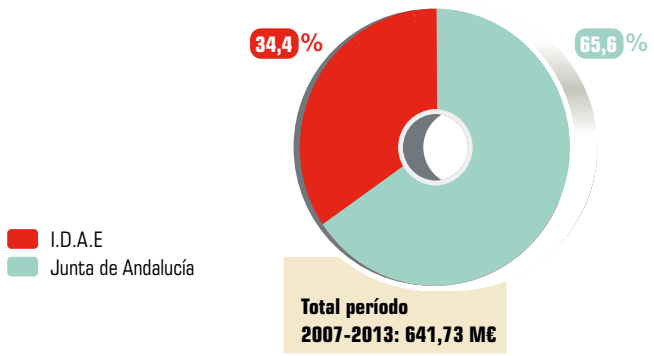
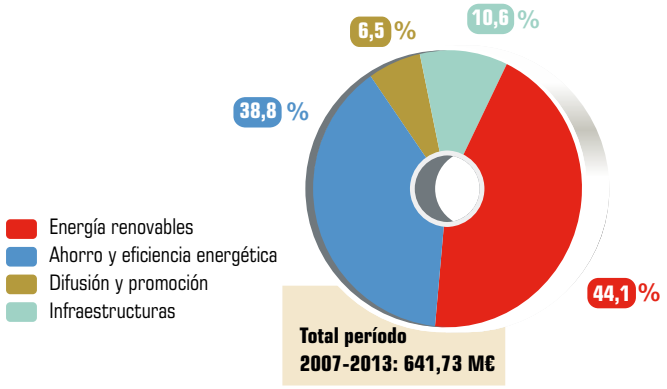



**GRÁFICO 24**
Desglose de la inversión pública



El global de las inversiones de la Junta de Andalucía se eleva a 421,06 M€, con un incremento acumulado del 46,7% en el período 2007-2013, y un crecimiento medio anual del 6,6%. El reparto por líneas se recoge en el siguiente gráfico:

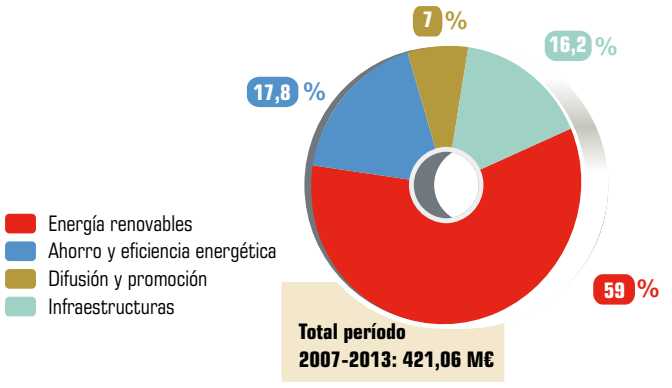



**GRÁFICO 25**
Distribución de las inversiones correspondientes a la Junta de Andalucía

Las inversiones correspondientes a la Administración General del Estado ascienden a 220,67 M€. El crecimiento medio anual de las inversiones se prevé que se sitúe en un 1,5% con un incremento total en el periodo del 9,21%.

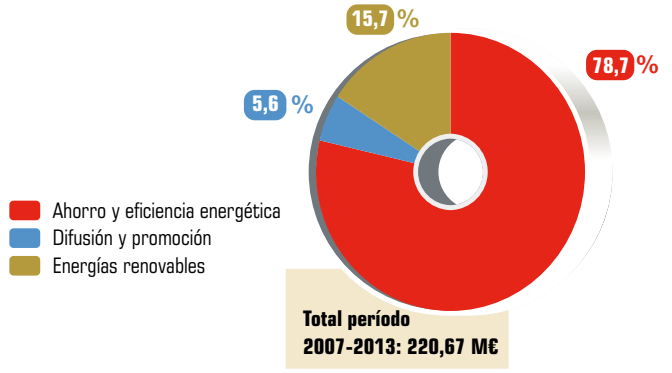



**GRÁFICO 26**
Distribución de las inversiones correspondientes al I.D.A.E.

# 10



# Seguimiento y evaluación



Con el objeto de asegurar que este Plan contribuya eficazmente a la consecución de un sistema energético más sostenible basado en el ahorro, la eficiencia y las tecnologías energéticas renovables, y dado que, para alcanzar este propósito han de ponerse en juego recursos provenientes de fondos públicos, se hace preciso establecer un mecanismo sistemático, efectivo y transparente de seguimiento y evaluación.

En esta nueva planificación se ha querido prestar especial interés a la confección de un adecuado sistema de indicadores por considerarlos herramientas esenciales de información para la elaboración de informes sobre el estado, tanto del sistema energético andaluz en general, como de la idoneidad de las políticas adoptadas para corregir las desviaciones que se detectasen, incorporando la variable ambiental en el proceso de toma de decisiones.

La elaboración de un sistema de indicadores adecuado facilita la revisión regular de los progresos realizados en relación con los objetivos y medidas establecidos, posibilita valorar si los recursos invertidos están sirviendo adecuadamente a dichos objetivos y medidas y permite, en definitiva, difundir los resultados tanto a los responsables de dichas políticas como a los ciudadanos en general. El análisis de los informes derivados de dicho sistema de indicadores, facilitará la labor de confirmar la buena senda adoptada en las decisiones tomadas, o bien su corrección o reorientación, allá donde se detecten propuestas poco eficientes o mejorables en el cumplimiento de los objetivo marcados.

## 10.1. METODOLOGÍA DE SEGUIMIENTO Y EVALUACIÓN PROPUESTA

El proceso de seguimiento y evaluación del PASENER 2007-2013 se va a articular sobre la base de los objetivos reflejados en el capítulo 5 (Objetivos del Plan), bajo el siguiente esquema:

### Análisis de las hipótesis de partida

**a. Energías renovables**

En base a la tendencia en cada tecnología de producción energética renovable y a los valores horizonte recogidos en este Plan, se ha considerado una situación de partida



(2007), una intermedia (2010) y una final (2013), sobre las que se hará un seguimiento de ajuste/desviación, tanto en lo que concierne a objetivos paramétricos (potencia instalada estimada, superficie de captadores prevista, etc.) como del grado de ejecución de la inversión económica planteada.

Respecto a estos escenarios hipotéticos conviene no obstante tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- No para todas las tecnologías renovables tabuladas se han realizado medidas específicas de promoción, ya que se supone que poseen interés y rentabilidad económica propia en el marco actual para lograr los objetivos previstos.

- Los valores paramétricos no son reflejo directo y exclusivo de la inversión de fondos públicos contemplados para ellos en el presente Plan. Es necesaria la implicación de capital privado.

En conclusión, las hipótesis de partida están indudablemente sujetas a los vaivenes de la coyuntura socioeconómica, de legislación y normativa, y de situación general del sector energético a nivel nacional y trasnacional.

### b. Ahorros energéticos sectoriales

Las previsiones de ahorro se han individualizado por sectores y valorado energéticamente en un parámetro único: toneladas equivalentes de petróleo (ktep). De igual forma, se han cuantificado las inversiones previstas año a año de manera que se podrá hacer un seguimiento anual de los gastos acometidos.

## Análisis de los objetivos

Se han seleccionado 11 objetivos agrupados en 4 categorías: energías renovables, ahorro y eficiencia energética, infraestructuras y emisiones de $CO_2$. En este caso se ha previsto sólo el cumplimiento de dichos objetivos a 2013 y no objetivos intermedios, tal y como se recoge a continuación.

### Categoría energías renovables

| Indicador | Objetivo a 2013 |
|---|---|
| Aporte de las energías renovables / energía primaria consumida | 18,3% |
| Potencia eléctrica instalada con energías renovables/potencia total instalada | 39,1% |
| Aporte de las energías renovables/ energía final consumida | 27,7% |
| Producción de energía eléctrica con fuentes renovables/ consumo neto de energía eléctrica de los andaluces | 32,2% |
| Consumo de biocarburantes/consumo de carburantes | 8,5% |

### Categoría ahorro y eficiencia energética

| Indicador | Objetivo a 2013 |
|---|---|
| Consumo de energía primaria/PIB | -1% en el período 2007-2013 |
| Ahorro de energía primaria / consumo de energía primaria en 2006 | 8% |

### Categoría infraestructuras energéticas

| Indicador | Objetivo a 2013 |
|---|---|
| TIEPI | zona urbana 0,86 horas,<br>zona semiurbana 1,37 horas,<br>zona rural concentrada 2,89 horas y<br>zona rural dispersa en 3,81 horas. |
| Porcentaje de acceso de los residentes en núcleos de ente 10.000 y 20.000 habitantes al suministro de gas natural | 80% |

### Categoría emisión de $CO_2$

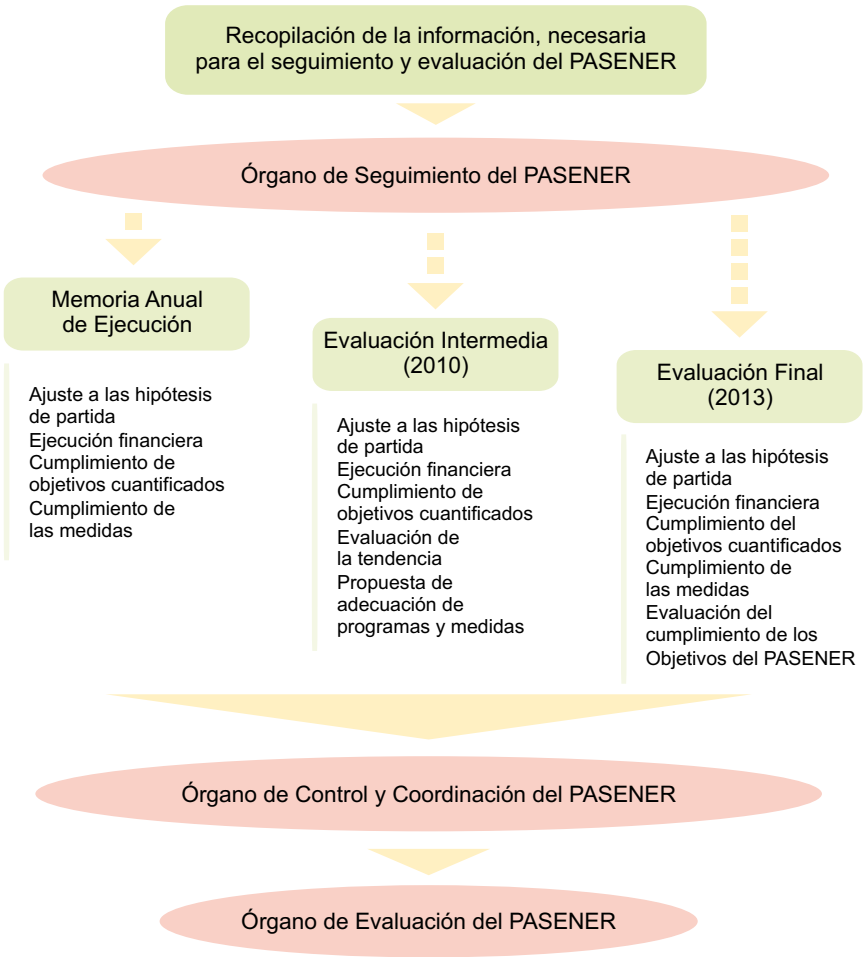
| Indicador | Objetivo a 2013 |
|---|---|
| Reducción de emisiones de $CO_2$ por unidad de generación eléctrica | 20% |
| Emisiones de $CO_2$ evitadas | 11 Mt |

## 10.2. ÓRGANOS DE SEGUIMIENTO Y CONTROL

Para que el proceso de seguimiento del Plan sea el adecuado, tan importante es contar con un buen sistema de indicadores como con un proceso adecuado de recogida, análisis, evaluación y reformulación de las metas previstas. Por ello, se ha previsto la configuración y puesta en marcha de una estructura orgánica y funcional para el seguimiento basada en tres grupos de trabajos u Órganos:

- Órgano de Seguimiento del PASENER
- Órgano de Control y Coordinación del PASENER
- Órgano de Evaluación del PASENER

Gráficamente puede representarse la estructura de seguimiento y evaluación del PASENER 2007-2013 de la siguiente manera:



## Órgano de Seguimiento del PASENER

Este órgano velará por la realización de las siguientes tareas:

- Recopilación y tratamiento de la información proporcionada por el sistema de indicadores.
- Efectuar el análisis de los mismos.
- Difundir los datos con la confección de informes trimestrales de seguimiento, la memoria anual de ejecución y los informes de las evaluaciones intermedia y final del Plan.

Este nivel de actuación se asigna a la Agencia Andaluza de la Energía.

La elaboración de informes se realizará con arreglo al siguiente esquema:

- Elaboración de los informes trimestrales de seguimiento y una **Memoria Anual de Ejecución,** a modo de informe parcial, que permitirá comprobar la trayectoria de las hipótesis de partida y el grado de cumplimiento de los objetivos propuestos a 2013.
- La memoria anual correspondiente al año en que se haya recorrido la mitad del periodo operativo del Plan (2010), tendrá carácter de **Evaluación Intermedia** y recogerá una comparativa específica de la evolución histórica en referencia a los años precedentes. Conforme a los resultados de dicha evaluación se propondrá, si se considera oportuno para una mejor consecución de los objetivos previstos, la intensificación de medidas y presupuesto sobre aquellos que reflejen una mayor desviación.
- Por último, es preciso que se efectúe una **Evaluación Final** del Plan en el año de conclusión de su periodo de vigencia que permita conocer, de forma exhaustiva y precisa, el grado de ejecución presupuestaria global, los logros conseguidos, la idoneidad de los Programas ideados a tal fin, así como los efectos que el desarrollo del PASENER 2007-2013 ha tenido para la región.

## Órgano de Control y Coordinación del PASENER

Son funciones de este órgano:

- Efectuar el análisis de los informes de seguimiento del Plan, memorias anuales y evaluaciones intermedia y final.

- Establecer los presupuestos públicos anuales destinados al Plan.
- Coordinar con otras Administraciones, Consejerías y empresas privadas, la ejecución del Plan.
- Especificar, si procede, las actuaciones necesarias para corregir las potenciales desviaciones de los objetivos planteados.
- Definir o modificar, en caso necesario, los objetivos y el modo de lograrlos.

Este nivel de actuación se asigna a la Dirección General de Industria, Energía y Minas.

## Órgano de Evaluación del PASENER

Este órgano evaluará los resultados y acciones emprendidas por los dos niveles anteriores.

El órgano de evaluación estará formado por el Grupo de Trabajo del Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013 establecido en el VI Acuerdo de Concertación Social de Andalucía.

El Grupo de Trabajo estará formado por 26 miembros:

- 10 Representantes de la Junta de Andalucía
- 8 Representantes de la CEA
- 4 Representantes de CCOO-A
- 4 Representantes de UGT-A

Los 10 representantes de la Junta de Andalucía serán:

- El Secretario General de Desarrollo Industrial y Energético de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa.
- El Director General de Industria, Energía y Minas de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa.

- El Director General de la Agenda Andaluza de la Energía.

- Un representante de las siguientes Consejerías, con rango al menos de Director General:

  Consejería de Gobernación.
  Consejería de Economía y Hacienda.
  Consejería de Obras Públicas y Transporte.
  Conserjería de Empleo.
  Consejería de Agricultura y Pesca.
  Consejería de Salud.
  Consejería de Medio Ambiente.

Las funciones del órgano de evaluación serán las siguientes:

- Conocer y evaluar los informes de seguimiento y las memorias anuales de ejecución del Plan.

- Conocer y valorar las propuestas de actuación previstas para, potencialmente, corregir las desviaciones detectadas en determinados objetivos.

- Proponer, en su caso, actuaciones para corregir potenciales desviaciones de los objetivos perseguidos.

- Conocer y valorar los presupuestos anuales relativos al PASENER 2007-2013.

- Conocer y valorar los proyectos normativos relacionados con el Plan.

- Proponer, en su caso, actuaciones normativas para conseguir el cumplimiento del PASENER 2007-2013.

- Conocer y valorar las evaluaciones intermedia y final del Plan.

El órgano de evaluación se reunirá trimestralmente, de acuerdo con los informes de seguimiento y memoria anual de ejecución.

El análisis y discusión del informe de Evaluación Final por el órgano de evaluación servirá para perfilar y perfeccionar instrumentos públicos de planificación en siguientes ediciones.

# Anexo



# Escenarios del Plan

El sector energético se enfrenta en la actualidad a un contexto de fuertes fluctuaciones e incertidumbres asociadas a fenómenos de diversa índole que pueden alterar el buen funcionamiento del sistema. Por ello, cobra especial importancia el tratar de establecer el marco en el que se va a desenvolver la respuesta del sistema energético andaluz en los próximos años.

- Determinar la evolución previsible de la demanda de energía en Andalucía en el período 2007-2013 y su posible cobertura en función de la oferta energética prevista por los diferentes agentes que componen el mercado energético.

- Valorar los efectos que tendrán en dicha previsión las líneas de actuación básicas de la política energética andaluza diseñadas y consolidadas con el PLEAN 2003-2006 referentes a eficiencia energética y energías renovables principalmente.

- Valorar la capacidad de respuesta del sistema energético andaluz, identificar los posibles límites del mismo y establecer medidas para facilitar el buen funcionamiento de las diferentes infraestructuras energéticas necesarias en función de la demanda y oferta de energía prevista en el período de vigencia del Plan.

## A.1. COMPONENTES DE LA EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

### Crecimiento demográfico

El primer factor de previsión a considerar es la evolución de la demanda de energía relacionada con el crecimiento demográfico. En esta componente ya se observa una tendencia al alza, por encima de los crecimientos endógenos propios de las características de la población.

**CUADRO 36**
Proyecciones de población en Andalucía

UNIDAD:
habitantes

FUENTE:
Instituto Nacional de Estadística

| Año | Población | Año | Población |
|---|---|---|---|
| **2007** | 7.800.138 | **2011** | 8.072.842 |
| **2008** | 7.874.080 | **2012** | 8.134.603 |
| **2009** | 7.943.952 | **2013** | 8.195.197 |
| **2010** | 8.010.213 | - | - |

Aunque estas previsiones fueron publicadas en mayo de 2005, las cifras de población actuales ya superan a las proyectadas[27]. Estas diferencias entre las población registrada y previsible responden a fenómenos de inmigración laboral, puesto que las entradas de inmigrantes asociadas a las oportunidades de trabajo están siendo poco a poco registradas en las estadísticas y tendrán una influencia creciente en la evolución demográfica.

Es preciso recordar que en estas cifras sólo se incluye la población que se empadrona y, como se ha señalado anteriormente, Andalucía está registrando nuevos fenómenos de captación de población estable (inmigrantes climáticos) que no se registran en las estadísticas.

## Crecimiento productivo

Las previsiones de crecimiento económico para los próximos años son de mantenimiento de la situación actual con unas tasas de crecimiento real del VAB en Andalucía superiores a la media española y comunitaria.

**CUADRO 37**
Previsiones de crecimiento económico del VAB

| Ámbitos | Sectores | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|---|---|---|---|
| **Andalucía** | | **3,7** | **3,4** | **3,0** |
| | **Agricultura** | 2,8 | 1,2 | 1,8 |
| | **Industria** | 1,8 | 2,4 | 1,2 |
| | **Construcción** | 5,4 | 4,3 | 3,4 |
| | **Servicios** | 3,8 | 3,6 | 3,3 |
| **España** | | **3,6** | **3,3** | **3,0** |

FUENTE:
HISPALINK, febrero 2007

Tasas de variación de los correspondientes índices de volumen encadenados. Base 2000

Las perspectivas para los años 2007 y 2008 se muestran bastante favorables, aunque señalan cierta tendencia a la ralentización del crecimiento económico. Una vez más, destaca el dinamismo de Andalucía que se posiciona a la cabeza de los crecimientos económicos regionales, tras Madrid, Murcia, Aragón y Castilla la Mancha.

En 2006 el crecimiento se sigue sustentado, como en 2005, en la Construcción (5,4%), los Servicios (3,8%) y la rama de Energía (3,0%), si bien a ellos se une la Agricultura (2,8%) tras dos años de tasas negativas. Para 2007 la previsión del VAB total es superior en una

27 La población en Andalucía a fecha de 1 de enero de 2006 era de 7.935.074 habitantes.

décima a la media nacional, destacando la aportación positiva de la Industria (2,4%) junto con la del resto de sectores. En 2008 las predicciones apuntan un crecimiento del VAB total en torno al 3,0%, debido a la ralentización del crecimiento esperado de todos los sectores, especialmente de la Industria (1,2%). Para los años siguientes (2009-2013) se supone un crecimiento anual medio de 3%.

En los sectores con mayor incidencia en la demanda energética se prevé a corto plazo una caída de Bienes Intermedios con tasas de variación real del 1,8% en 2006, 2,4% en 2007 y 1,1% en 2008; en Bienes de Equipo se prevé un crecimiento del 2,1%, 3,2% y 1,5% en esos años; y en un discreto crecimiento de Bienes de Consumo del 0,9%, 1,8% y 1,2% en 2006, 2007 y 2008 respectivamente. En conjunto, la tasa de crecimiento del sector industrial andaluz prevista para 2008 es del 1,2%, si bien en las actuales circunstancias y con la información disponible sólo debe tomarse como un pronóstico tentativo.

La evolución de los servicios será de una ligera desaceleración del crecimiento tanto en la actividad turística y de transporte asociada a la misma, como en el sector comercial. No obstante, las cifras de incremento interanual de ocupados indican un fuerte efecto sobre la ocupación de las familias y un efecto significativo sobre la incorporación de inmigrantes al mercado laboral, factores ambos que inciden sobre la demanda doméstica de energía.

A pesar de la fuerte incidencia de los servicios en la generación de empleo, el sector que más empuja el crecimiento en la ocupación y en el VAB en Andalucía es la construcción. La promoción inmobiliaria mostrará un comportamiento de cierta desaceleración, pero manteniendo el impulso de los últimos años. Esta dinámica alcista se nutre de la promoción inmobiliaria de viviendas vacacionales y de la promoción destinada a nuevos residentes europeos.

## Cambios en las pautas de consumo energético: la senda europea

Los andaluces se sitúan en estos momentos en un estadio de consumo final y de ahorro propio de una región europea en situación de transición hacia los niveles más elevados de desarrollo continentales. El nivel actual de renta y de bienestar es elevado en términos absolutos y, mucho más si se compara con el entorno o en una perspectiva mundial. No obstante, se ha observado cómo la evolución socioeconómica sigue pautas regidas por el deseo de más y mayores niveles de riqueza y bienestar.

Todo parece indicar que Andalucía se va a mantener por la senda del desarrollo económico y que ello supondrá la adquisición de hábitos de consumo y de capacidad de compra asimilables a los que muestran hoy los residentes en otras regiones europeas. Esta transformación

económica y social se traducirá en una marcada tendencia de aproximación a los niveles de consumo energético por habitante, de consumo por vivienda y de consumo energético unitario asociado a la movilidad, que se registran en los países europeos del norte. El diferencial actual de consumo de energía por hogar (Andalucía cerca de la mitad de la media europea) y de la movilidad (la motorización en Andalucía es un 75% de la europea).

El ritmo de convergencia entre los indicadores de consumo unitario en Andalucía y en Europa se mantendrá en los próximos años, aunque se producirá una lógica desaceleración a medida que las diferencias se hagan menores. El incremento de consumo energético en el sector doméstico y en movilidad derivado exclusivamente del cambio de patrones puede alcanzar un valor del 40% al final del período.

## Nuevos fenómenos sobrevenidos

En Andalucía se están gestando nuevos fenómenos que pueden tener serias consecuencias sobre el equilibrio del sistema energético andaluz en el plazo de algunos años. Los dos más destacados son, sin duda, la implantación de plantas desaladoras para la satisfacción del déficit de agua existente en Andalucía y la llegada de una gran cantidad de nuevos residentes procedentes del norte del país y de otros países de Europa (inmigrantes climáticos).

En cuanto a la desalación de agua para los diferentes usos, se carecen de previsiones ciertas, debido a que no están formalizadas las propuestas de intervención en este sentido. No obstante, es preciso considerar que sólo el balance hídrico de la Cuenca Sur mediterránea, realizado con datos de hace más de diez años, arrojaba un déficit de casi 200 $Hm^3$-año y que la política actual es paliar este déficit mediante desalación.

Una planta tipo con capacidad de tratamiento de 40 $Hm^3$-año consume unos 160.000 MWh/año[28]. Si se instalaran, por ejemplo, antes de 2013 unas diez plantas de este tipo en Andalucía la demanda de energía eléctrica podría incrementarse en 1.600 GWh/año, lo cual se traduciría en una solicitación adicional al sistema energético en torno a 300 ktep de energía primaria.

La incidencia de los inmigrantes climáticos, por su parte, sobre la demanda de energía se produce como combinación de dos factores: su gran dimensión y sus patrones de conducta energética. En cuanto a éstos últimos es preciso recordar que provienen de regiones europeas con un consumo energético por hogar situado por encima de 1,74 tep por hogar (An-

28 Fuente: Ministerio de Medio Ambiente 2004 Avances Técnicos en la desalación de aguas.



dalucía 0,7 tep por hogar) y con mayor propensión a la movilidad. Aunque se reduzca algo su propensión al consumo debido a menores necesidades de climatización, es altamente probable que mantengan unas pautas de consumo superiores a las medias andaluzas, tanto por consumo energético en el hogar como por movilidad.

Se estima que un millón de viviendas para los inmigrantes climáticos podría llegar a requerir un consumo energético adicional de 1.800 ktep anuales (doméstico, servicios municipales y privados asociados y movilidad). Este incremento de la demanda podría suponer en energía eléctrica, en concreto, un incremento de casi un 20% en el consumo, contando con obtener el agua demandada mediante desalación.

La actuación conjunta de estos factores pone en serio peligro el cumplimiento de los compromisos de Kioto en relación con la emisión de gases de efecto invernadero, diluye el esfuerzo realizado en renovables y ahorro energético e incrementa de forma considerable la dependencia energética de la región.

## Incertidumbres: clima y contexto internacional de las fuentes externas

El funcionamiento del sistema energético andaluz en los próximos años estará sometido a otros factores con influencia más incierta que los citados anteriormente. Uno de ellos está ligado indisolublemente a la región andaluza: la variabilidad del clima y el surgimiento de perturbaciones naturales.

Las variaciones de temperatura, propias del clima andaluz, influyen de forma creciente sobre el funcionamiento del sistema energético debido a la progresiva climatización en edificaciones y la consiguiente aparición de mayores consumos anuales y puntas en época estival. Las oscilaciones debidas a este factor de variación en el consumo no son desdeñables.

Desde hace algunos años, el aumento y la volatilidad de los precios de las materias primas energéticas y el efecto que éstos tienen sobre la economía y el comportamiento de los distintos consumidores dificulta el análisis prospectivo, si bien es cierto que no se prevé a corto plazo un cambio en la tendencia creciente de la demanda aunque sí una moderación de ésta dependiendo del nivel alcanzado por los precios y su estabilidad en el tiempo, ya que lo que sí parece seguro es que no se volverá a los niveles de precios existentes antes de que comenzará la escalada del crudo.

Según Organismos Internacionales, la oferta existente a corto plazo será suficiente para cubrir la demanda mundial de petróleo al ritmo actual de crecimiento, a pesar de las tensiones existentes en los mercados derivadas de la fuerte subida del crudo y la cada vez mayor necesidad de inversiones para aumentar la capacidad de extracción.

El precio del gas natural, indexado al del petróleo, se prevé que se mantenga estable ya que las reservas existentes serán suficientes para cubrir la demanda mundial prevista en el período temporal de la planificación. Por otra parte, el precio del carbón seguirá siendo inferior al del crudo y gas natural.

Sin embargo, el marco energético actual se encuentra en un momento de inestabilidad e incertidumbre que acentúa la dificultad que todo ejercicio de prospectiva energética lleva asociada. Así, podrían producirse variaciones significativas en las hipótesis sobre las que se fundamenta el escenario tendencial probable, ralentizando o impulsando la demanda de energía en Andalucía.

Un recrudecimiento de los actuales conflictos entre países productores, comercializadores y consumidores de fuentes energéticas, en un contexto de demanda creciente, acentuaría la actual escalada de precios con el consecuente impacto que en la economía, en el poder adquisitivo de los andaluces y en los hábitos de consumo de éstos.

## A.2. ESCENARIOS DEL PLAN

Los factores anteriormente analizados constituyen las variables básicas de escenario, cuya variabilidad en el tiempo y el hecho de comportar demandas cuya estimación o proyección a futuro resulta extremadamente difícil en muchos casos, dificultan el análisis prospectivo y condicionan su validez en el período de vigencia del Plan.

El estudio de la situación pasada y el análisis de la evolución futura de las principales variables que influyen en la demanda de energía en Andalucía, combinación de las tendencias socioeconómicas y energéticas pasadas, de las proyecciones de crecimiento económico, de población, de evolución de los mercados de energía y de los organismos y empresas consultados (distribuidores, comercializadores y demás operadores), así como de las posibles implicaciones que otras políticas puedan tener sobre la demanda de energía, esbozan el **escenario tendencial** de energía para el período 2007-2013 en Andalucía.

El escenario tendencial constituye el marco de referencia donde evaluar los efectos que sobre la demanda de energía prevista tendría el ahorro de energía alcanzado derivado de las distintas medidas propuestas en las líneas de actuación dirigidas a la administración, empresas, ciudadanos e infraestructuras. Se obtendría por tanto un nuevo escenario, el **escenario de ahorro**[29].

Ambos escenarios comparten proyecciones de población, previsiones de crecimiento económico y de evolución de los mercados energéticos, así como el cumplimiento de las directrices del marco político internacional.

Este último escenario conllevan un mayor compromiso social derivado de una política de gestión de la demanda y de la introducción en la sociedad andaluza de una nueva cultura energética que suponga una mayor concienciación de los diferentes agentes implicados –administraciones, empresas y ciudadanos en general– ante la elección de fuentes de energía renovable frente a los combustibles fósiles y un consumo más racional basado en la optimización de la demanda energética.

29 Los balances energéticos se han realizado siguiendo las indicaciones de la Oficina Estadística de la Comunidad Europea, metodología EUROSTAT. Estos balances son del tipo denominado "energía final", en el que todos los flujos energéticos –producción, comercio exterior, movimiento de existencias, transformaciones, consumo- se expresan atendiendo al contenido energético real de cada fuente de energía.

## A.2.1. Escenario tendencial

### Evolución de la demanda de energía final

En este escenario se prevé que la demanda de energía final se sitúe en 18.317 ktep en el año 2013 –incluyendo usos no energéticos-, creciendo a una media del 3,6% entre 2007 y 2013. Esto supondría un incremento del 28,3% en todo el período, 4.040 ktep.

**CUADRO 38**
Demanda de energía final en el escenario tendencial

| ktep | | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|
| 2006 | 2010 | 2013 | |
| 14.276 | 16.460 | 18.317 | 3,6 |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía
(se incluyen los usos no energéticos).

La cobertura de la demanda de energía final por fuentes se presenta en la siguiente tabla:

**CUADRO 39**
Demanda de energía final por fuentes en el escenario tendencial

| | 2006 | | 2010 | | 2013 | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | |
| **Carbón** | 35 | 0,2 | 80 | 0,5 | 80 | 0,4 | 18,9 |
| **Productos petrolíferos** | 8.903 | 62,4 | 9.527 | 57,9 | 10.165 | 55,5 | 1,9 |
| **Gas natural** | 1.819 | 12,7 | 2.127 | 12,9 | 2.342 | 12,8 | 3,7 |
| **Energías renovables** | 480 | 3,4 | 898 | 5,5 | 1.217 | 6,6 | 14,6 |
| **Energía eléctrica** | 3.039 | 21,3 | 3.828 | 23,2 | 4.512 | 24,6 | 5,8 |
| **Total** | **14.276** | **100** | **16.460** | **100** | **18.317** | **100** | **3,6** |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

### Carbón

El carbón mantendrá su peso dentro de la estructura final de demanda, cubriendo el 0,4% del total de la energía final.

La demanda de esta fuente de energía seguirá concentrándose en la industria cementera mayoritariamente y en la siderúrgica y fundiciones en menor medida.

### Productos petrolíferos

A pesar de la creciente evolución de la demanda en el sector transporte, se prevé que se incremente su consumo a razón del 1,9% anual en el período 2007-2013, por debajo del resto

de las fuentes de energía, perdiendo peso dentro de la estructura de demanda final aunque con un 55,5% en 2013 seguirá siendo la principal fuente de energía.

En 2013 la demanda de derivados de petróleo podría alcanzar los 10.165 ktep, un 14,2% más que al comienzo del período de vigencia del Plan lo que en términos absolutos representaría un aumento de 1.262 ktep en estos años, el 31% del crecimiento total de la demanda de energía final en estos siete años.

La demanda de fuelóleos en la industria descenderá como consecuencia de la sustitución por otros combustibles fósiles más limpios, principalmente gas natural. Dada la progresiva dieselización del parque andaluz de turismos, la evolución de la demanda de gasolinas será a la baja, mientras que el gasóleo de automoción crecerá aunque a un ritmo menor que en años pasados.

En cuanto a la demanda de gasóleo C en los sectores residencial y de servicios, se prevé que ésta se reduzca, al igual que la demanda de los gases licuados del petróleo, GLP, como consecuencia de la llegada generalizada de la red de gas natural.

El gasóleo A para el sector primario aunque con una demanda creciente, presentará una evolución más moderada que en años anteriores.

## Gas natural

La extensión de las redes de gas natural en la Comunidad andaluza posibilitará la diversificación y sustitución de otros combustibles fósiles por esta fuente de energía, dado el mayor rendimiento y el menor impacto ambiental que conlleva su consumo frente a las primeras sobre todo en la industria.

Su uso más limpio y cómodo hará que la llegada de gas a zonas sin suministro y el aumento de la demanda en zonas ya abastecidas, incremente la demanda de este combustible en sectores como el residencial o servicios.

Así, entre los años 2007 a 2013 la demanda de gas natural crecerá un 3,7% medio anual, pasando de 1.819 ktep a comienzos de 2007 a 2.342 ktep en el horizonte del Plan, lo que supone un incremento del 28,8%. Esta tendencia creciente será más significativa en los primeros años del periodo coincidiendo con la llegada del gas a las zonas sin suministro anterior, mientras que en los últimos años se producirá una estabilización de la demanda, con crecimientos más moderados de ésta.

Con todo, las previsiones apuntan a que el gas natural cubrirá en 2013 el 12,8% de la demanda de energía final andaluza.

## Energías renovables

El incremento experimentado por la demanda de las fuentes de energía renovable entre los años 2007 y 2013 será del 153,4%, creciendo a una media del 14,6% anual, alcanzando los 1.217 ktep en el horizonte del Plan. En 2013 la demanda de energías renovables constituirá el 6,6% del total de la demanda de energía final, incluido usos no energéticos.

## Energía eléctrica

La generalización del uso de equipos de climatización y aire acondicionado y de ofimática tanto en el sector residencial como en el de servicios, así como el mayor equipamiento de electrodomésticos de elevado consumo medio en los hogares andaluces, hace prever que la demanda de energía eléctrica presentará en los próximos años una tasa media de crecimiento del 5,8% anual situándose en 4.512 ktep en 2013, un 48,5% más que a comienzos de 2007.

A finales del período de vigencia del Plan la energía eléctrica cubrirá el 24,6% del total de la demanda de energía final.

La demanda de energía final por sectores se recoge en la siguiente tabla:

**CUADRO 40**
Demanda de energía final por sectores en el escenario tendencial

| | 2006 | | 2010 | | 2013 | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | |
| **Industria** | 4.669 | 32,7 | 5.304 | 32,2 | 5.641 | 30,8 | 2,8 |
| **Transporte** | 5.514 | 38,6 | 6.292 | 38,2 | 7.057 | 38,6 | 3,6 |
| **Primario** | 1.152 | 8,1 | 1.226 | 7,4 | 1.385 | 7,6 | 2,8 |
| **Servicios** | 1.131 | 7,9 | 1.485 | 9,0 | 1.765 | 9,6 | 6,6 |
| **Residencial** | 1.810 | 12,7 | 2.153 | 13,1 | 2.468 | 13,5 | 4,5 |
| **Total** | **14.276** | **100** | **16.460** | **100** | **18.317** | **100** | **3,6** |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

## Evolución de la demanda de energía primaria

La demanda de energía primaria en este escenario está condicionada no sólo por el crecimiento experimentado por la demanda de energía en los sectores consumidores finales, sino también por la mayor generación eléctrica con energías renovables. Esto modificará sustancialmente la estructura de abastecimiento de energía primaria por fuentes en el período de vigencia del Plan, donde se observa el desplazamiento del carbón y derivados de petróleo a favor del gas y las fuentes renovables.

De acuerdo con lo anterior, la demanda de energía primaria se situaría en 2013 en 26.109 ktep, creciendo a una media anual del 3,9% entre 2007 y 2013. Esto supondría un incremento del 30,8% en todo el período, 6.151 ktep.

**CUADRO 41**
Demanda de energía primaria en el escenario tedencial

| ktep | | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|
| 2006 | 2010 | 2013 | |
| 19.958 | 23.013 | 26.109 | 3,9 |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

La cobertura de la demanda de energía primaria por fuentes se recoge en la siguiente tabla:

**CUADRO 42**
Demanda de energía primaria por fuentes en el escenario tendencial

| | 2006 | | 2010 | | 2013 | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | |
| **Carbón** | 2.792 | 14,0 | 2.638 | 11,5 | 2.547 | 9,8 | -1,3 |
| **Petróleo** | 10.055 | 50,3 | 10.639 | 46,2 | 11.280 | 43,2 | 1,7 |
| **Gas natural** | 6.249 | 31,3 | 7.624 | 33,1 | 8.465 | 32,4 | 4,5 |
| **Energías renovables** | 830 | 4,2 | 2.591 | 11,3 | 4.282 | 16,4 | 27,5 |
| **Saldo eléctrico*** | 32 | 0,2 | -478 | -2,1 | -464 | -1,8 | - |
| **Total** | **19.958** | **100** | **23.013** | **100** | **26.109** | **100** | **3,9** |

* Importaciones - exportaciones

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

**CUADRO 43**

| | Potencia (MW) | | |
|---|---|---|---|
| | **2006** | **2010** | **2013** |
| **Total Régimen Ordinario** | **8.936,2** | **9.087** | **9.887** |
| **Hidráulica** | 464,2 | 476 | 476 |
| **Bombeo** | 570 | 570 | 570 |
| **CCTT carbón (1)** | 2.051 | 2.051 | 2.051 |
| **CCTT bicombustible** | 1.061 | 0 | 0 |
| **Ciclos combinados** | 4.790 | 5.990 | 6.790 |
| **Total Régimen Especial** | **1.869,6** | **6.113** | **7.858** |
| **Eólica** | 607,9 | 4.000 | 4.800 |
| **Hidráulica** | 129,8 | 137,8 | 148 |
| **Cogeneración (2)** | 903,5 | 1.244,5 | 1.400,2 |
| **Biomasa (3)** | 149,3 | 209,9 | 256 |
| **Biogás (4)** | 15,2 | 17,1 | 20,1 |
| **Residuos (5)** | 31,7 | 33,7 | 33,7 |
| **Solar fotovoltaica** | 21,2 | 220 | 400 |
| **Termosolar** | 11 | 250 | 800 |
| **Total RO + RE** | **10.805,7** | **15.200** | **17.745** |

(1) Se incluye potencia prevista de co-combustión con biomasa
(2) No incluye biomasa
(3) Incluye la generación y cogeneración
(4) EDAR y RSU
(5) Residuos industriales y gas residual

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

## Carbón

El consumo de carbón se concentra prácticamente en su totalidad en las centrales térmicas ubicadas en la Comunidad andaluza. La mayor generación de energía eléctrica con gas y las implicaciones que en la producción pudiera tener los condicionantes medioambientales harán que el carbón pierda peso en la estructura de abastecimiento de energía primaria, disminuyendo su demanda a razón del 1,3% anual hasta situarse en 2013 en 2.547 ktep. En este año el carbón cubrirá el 9,8% del total, por debajo del resto de las fuentes de energía.

## Petróleo

La demanda de petróleo se situará en el año 2013 en torno a los 11.280 ktep, y aunque seguirá siendo la fuente de energía de mayor demanda con una cuota del 43,2%, perderá peso dentro de la estructura al crecer a una tasa media anual del 1,7%, por debajo del total de la demanda primaria.

Esto se deberá principalmente a la menor demanda final de derivados de petróleo y al menor peso de estos en la estructura de generación eléctrica.

### Gas natural

El gas natural será junto con las renovables la fuente de energía primaria que experimentará un mayor crecimiento en el período 2007-2013, del 35,5%, situándose en torno a los 8.465 ktep en este último año, alcanzando un peso en la estructura de abastecimiento del 32,4%.

La mayor generación eléctrica con esta fuente de energía y la extensión de la red de gasoductos por el territorio andaluz hará que la demanda primaria de gas natural crezca a razón del 4,5% anual.

### Energías renovables

De acuerdo con las previsiones de este escenario, las energías renovables, excluyendo el bombeo, aportarán en torno a 4.282 ktep en 2013. Esto supondrá una contribución del 16,4% a la demanda total de energía primaria, porcentaje que se elevará al 17,6% en caso de no considerar los usos no energéticos.

## A.2.2. Escenario de ahorro

Una vez analizado el escenario tendencial se recoge el efecto que sobre dicho escenario tendrá el desarrollo de las medidas a favor del ahorro y la eficiencia energética.

### Evolución de la demanda de energía final

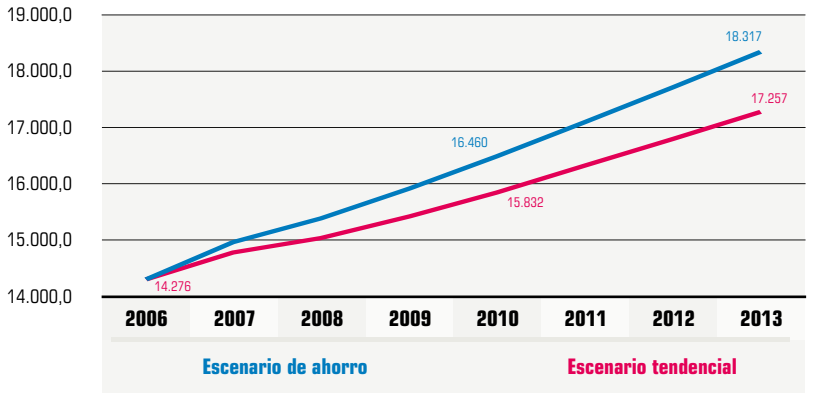
La realización de las medidas recogidas en el Plan dirigidas a la mejora de la eficiencia y el fomento del ahorro energético repercutirían en una reducción de la demanda de energía final respecto al escenario tendencial del 5,8% en 2013, situándose en 17.257 ktep. Esto supondría un crecimiento del 20,9% en todo el período, 2.980,6 ktep.

| ktep | | | Crecimiento medio anual (%) |
|---|---|---|---|
| 2006 | 2010 | 2013 | 2007-2013 |
| 14.276 | 15.832 | 17.257 | 2,7 |

**CUADRO 44**
Demanda de energía final en el escenario de ahorro

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía
(se incluyen los usos no energéticos)

**GRÁFICO 27**
Evolución de la demanda de energía final en los escenarios tendencial y de ahorro en Andalucía




UNIDAD:
Ktep

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

La cobertura de la demanda de energía final por fuentes en el escenario de ahorro se presenta en la siguiente tabla:

**CUADRO 45**
Demanda de energía final por fuentes en el escenario de ahorro

| | 2006 | | 2010 | | 2013 | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | |
| **Carbón** | 35 | 0,2 | 77 | 0,5 | 74 | 0,4 | 17,6 |
| **Productos petrolíferos** | 8.903 | 62,4 | 9.084 | 57,4 | 9.419 | 54,6 | 0,8 |
| **Gas natural** | 1.819 | 12,7 | 2.064 | 13,0 | 2.223 | 12,9 | 2,9 |
| **Energías renovables** | 480 | 3,4 | 898 | 5,7 | 1.217 | 7,1 | 14,6 |
| **Energía eléctrica** | 3.039 | 21,3 | 3.709 | 23,4 | 4.324 | 25,1 | 5,2 |
| **Total** | **14.276** | **100** | **15.832** | **100** | **17.257** | **100** | **2,7** |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

## Carbón

La demanda de carbón se reducirá en torno al 7,1% con respecto al escenario tendencial, con un peso en la estructura final de demanda del 0,4% del total de la energía final en 2013.

## Productos petrolíferos

Los productos petrolíferos supondrán la fuente que registrará el mayor ahorro en el período de planificación, como resultado de la aplicación de las medidas de ahorro y eficiencia energética que se prevé poner en práctica en los años 2007 a 2013. Así, el ahorro acumulado de productos petrolíferos en estos siete años se elevaría a 742 ktep, lo que supone el 70% del total del ahorro de energía final acumulado en 2013.

Esto se debe fundamentalmente al mayor ahorro en el sector transporte, que se reflejará en una menor demanda de gasolinas y gasóleos para automoción, en torno a los 583 ktep en todo el período. El resto provendrá de las actuaciones llevadas a cabo en el resto de sectores.

Con todo, la demanda final de derivados de petróleo se situará en 2013 en 9.419 ktep, un 7,3% menos que en el escenario tendencial, resultando un incremento del 5,8% en todo el período, a razón de una tasa media anual de crecimiento del 0,8%.

Su peso en la estructura final de demanda decrecerá hasta el 54,6% en 2013. Esta pérdida de la cuota de participación de los derivados de petróleo supondrá un paso importante en la reducción de la dependencia de esta fuente de energía de la que tradicionalmente la Comunidad ha dependido en mayor medida, aunque mantendrá todavía una gran diferencia con respecto a las demás fuentes energéticas.

## Gas natural

Las actuaciones en ahorro y eficiencia energética contemplan un ahorro en gas natural derivado de una reducción de la demanda en los sectores correspondientes, teniendo en cuenta el mayor consumo derivado de la nueva potencia instalada de cogeneración, cifrado en 110 ktep, lo que supondrá una reducción de la demanda final de esta fuente en 2013 del 5,1% con respecto al escenario tendencial, situándose en este año en 2.223 ktep, un 22,2% más que a comienzos del período. La participación del gas natural en la estructura de demanda final se elevaría en 2013 al 12,9%.

## Energías renovables

Las energías renovables que mantienen su demanda con respecto al escenario tendencial. Sin embargo, debido a la reducción de la energía final total en estos años, su tasa de participación asciende al 7,1% en 2013, incluyendo usos no energéticos.

## Energía eléctrica

La energía eléctrica mantendrá su tasa de crecimiento elevado aunque más moderado debido a la puesta en práctica de medidas de ahorro y eficiencia energética. Dichas medidas supondrían un ahorro de 189 ktep en el conjunto de los sectores de industria, residencial y servicios entre 2007 y 2013, lo que supone el 17,8% del total del ahorro de energía final acumulado al final del período.

La demanda final de energía eléctrica se situará en 2013 en 4.324 ktep, un 4,2% menos que en el escenario tendencial, resultando un incremento del 42,3% en todo el período, a razón de una tasa media anual de crecimiento del 5,2%.

La pérdida de participación de los productos petrolíferos y el mayor crecimiento de la demanda de electricidad supondrá que esta última incremente su peso relativo en la estructura final de demanda hasta el 25,1% en 2013.

En relación a los sectores finales de consumo, la siguiente tabla recoge la demanda prevista en cada uno de ellos.

**CUADRO 46**
Demanda de energía final por sectores en el escenario de ahorro

| | 2006 | | 2010 | | 2013 | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | |
| **Industria** | 4.669 | 32,7 | 5.166 | 32,6 | 5.396 | 31,3 | 2,1 |
| **Transporte** | 5.514 | 38,6 | 5.950 | 37,6 | 6.473 | 37,5 | 2,3 |
| **Primario** | 1.152 | 8,1 | 1.202 | 7,6 | 1.346 | 7,8 | 2,3 |
| **Servicios** | 1.131 | 7,9 | 1.401 | 8,8 | 1.629 | 9,4 | 5,4 |
| **Residencial** | 1.810 | 12,7 | 2.113 | 13,3 | 2.412 | 14,0 | 4,2 |
| **Total** | **14.276** | **100** | **15.832** | **100** | **17.257** | **100** | **2,7** |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

## Evolución de la demanda de energía primaria

La reducción de la demanda de energía final junto con las medidas de ahorro y eficiencia energética en el sector transformador, harán que la demanda de energía primaria se vea reducida con respecto al escenario tendencial en un 3,7% en 2013, cifrándose en 25.154[30] ktep. Esto supone un crecimiento del 26% en los años 2007 a 2013, a una tasa media anual del 3,4%.

**CUADRO 47**
Demanda de energía primaria en el escenario de ahorro

| ktep | | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|
| **2006** | **2010** | **2013** | |
| 19.958 | 22.463 | 25.154 | 3,4 |

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía
(se incluyen los usos no energéticos)

30 La menor demanda de energía eléctrica derivada de las medidas de ahorros se traducirá en un aumento del saldo exportador de electricidad en la Comunidad andaluza, al mantenerse la producción en régimen ordinario y aumentar la del régimen especial debido a la mayor potencia instalada en cogeneración. Esto supone que el ahorro alcanzado con las medidas de ahorro difiera de la cifra obtenida en la presentación del balance energético correspondiente a 2013, dado que según la metodología empleada, Eurostat, el saldo eléctrico imputa en términos de energía eléctrica generada, sin tener en cuenta la eficiencia o rendimiento con el que se ha generado ésta, mientras que la cifra de ahorro está calculada en función de un mix de generación, en términos de energía primaria.

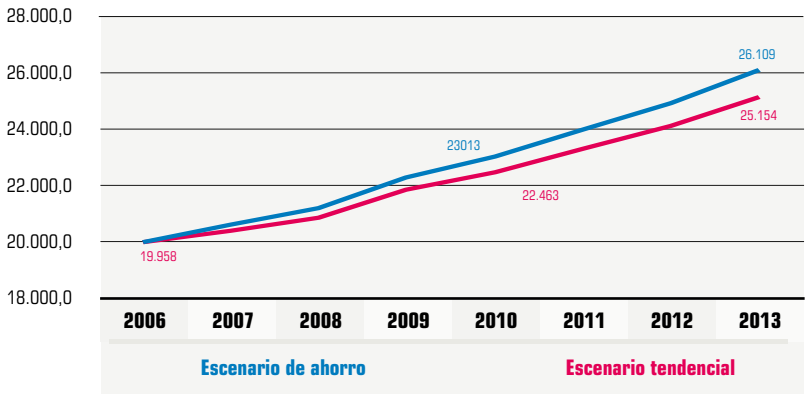



**GRÁFICO 28**
Evolución de la demanda de energía primaria en los escenarios tendencial y de ahorro en Andalucía

UNIDAD:
Ktep

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

La cobertura de la demanda de energía primaria por fuentes se recoge en la siguiente tabla:

**CUADRO 48**
Demanda de energía primaria por fuentes en el escenario de ahorro

| | 2006 | | 2010 | | 2013 | | Crecimiento medio anual (%) 2007-2013 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | ktep | Estructura (%) | |
| **Carbón** | 2.792 | 14,0 | 2.633 | 11,7 | 2.539 | 10,1 | -1,3 |
| **Petróleo** | 10.055 | 50,3 | 10.174 | 45,3 | 10.499 | 41,7 | 0,6 |
| **Gas natural** | 6.249 | 31,3 | 7.829 | 34,9 | 8.731 | 34,7 | 5,0 |
| **Energías renovables** | 830 | 4,2 | 2.591 | 11,5 | 4.282 | 17,0 | 27,5 |
| **Saldo eléctrico*** | 32 | 0,2 | -764 | -3,4 | -896 | -3,6 | - |
| **Total** | **19.958** | **100** | **22.463** | **100** | **25.154** | **100** | **3,4** |

* Importaciones - exportaciones

FUENTE:
Agencia Andaluza de la Energía

## Carbón

El mayor peso de la generación de energía eléctrica con carbón en el total de la demanda de energía primaria de esta fuente, hará que ésta apenas varíe con respecto al escenario tendencial, aunque si lo hará ligeramente su peso relativo en la estructura primaria de demanda, cubriendo 10,1% en 2013.

## Petróleo

El petróleo es la fuente de energía primaria que presenta un mayor descenso frente al escenario tendencial, debido fundamentalmente al uso más racional que se pretende en el transporte a través de las actuaciones que se llevarán a cabo en este sector. Así, el ahorro acumulado de petróleo entre 2007 y 2013 sería de 777 ktep, el 53% del total del ahorro de energía primaria acumulado en 2013 (1.465 ktep).

La demanda a finales del período de planificación se cifraría en 10.499 ktep, inferior en un 7,0% a la registrada en el escenario tendencial, resultando un incremento del 4,4% en estos siete años a razón del 0,6% de variación media anual.

El mayor ahorro se traducirá en una menor participación del petróleo en la demanda de energía primaria, pasando del 50,3% en 2006 al 41,7% en 2013. Esta pérdida de casi ocho puntos de la cuota de participación de los derivados de petróleo supondrá un paso importante en la reducción de la dependencia de esta fuente de energía de la que tradicionalmente la Comunidad ha dependido en mayor medida, aunque mantendrá todavía una gran diferencia con respecto a las demás fuentes energéticas.

## Gas natural

Las actuaciones en ahorro y eficiencia energética contemplan un ahorro en gas natural derivado de una reducción de la demanda en los sectores correspondientes, a lo que hay que añadir una mayor demanda procedente de la diversificación de fuentes y nueva potencia instalada en cogeneración. Esto supondrá un aumento de la demanda final de esta fuente en 2013 del 3,1% con respecto al escenario tendencial, situándose en este año en 8.731 ktep, un 39,7% más que a comienzos del período. La participación del gas natural en la estructura de demanda primaria se elevará en 2013 al 34,7%.

## Energías renovables

Las energías renovables mantienen su demanda con respecto al escenario tendencial. Sin embargo, debido a la reducción de la energía final total en estos años, su tasa de participación asciende del 4,2% en 2006 al 17% en 2013, incluyendo usos no energéticos, 18,3% si se excluyen estos.

En las tablas siguientes se recogen las previsiones de demanda de energía tanto primaria como final en el horizonte del Plan, en los dos escenarios anteriores:

**CUADRO 49**
Demanda de energía final (2013)

| | Escenario tendencial (ET) | | Escenario de ahorro (EA) | | EA / ET |
|---|---|---|---|---|---|
| **Por fuentes** | **Demanda (ktep)** | **Estructura (%)** | **Demanda (ktep)** | **Estructura (%)** | **Variación demanda (%)** |
| Carbón | 80 | 0,4 | 74 | 0,4 | -7,1 |
| Productos petrolíferos | 10.165 | 55,5 | 9.419 | 54,6 | -7,3 |
| Gas natural | 2.342 | 12,8 | 2.223 | 12,9 | -5,1 |
| E. renovables | 1.217 | 6,6 | 1.217 | 7,1 | 0,0 |
| Energía eléctrica | 4.512 | 24,6 | 4.324 | 25,1 | -4,2 |
| **Por sectores** | **Demanda (ktep)** | **Estructura (%)** | **Demanda (ktep)** | **Estructura (%)** | **Variación demanda (%)** |
| Industria | 5.641 | 30,8 | 5.396 | 31,3 | -4,3 |
| Transporte | 7.057 | 38,6 | 6.473 | 37,5 | -8,3 |
| Primario | 1.385 | 7,6 | 1.346 | 7,8 | -2,8 |
| Servicios | 1.765 | 9,6 | 1.629 | 9,4 | -7,7 |
| Residencial | 2.468 | 13,5 | 2.412 | 14,0 | -2,3 |
| **Total** | **18.317** | **100** | **17.257** | **100** | **-5,8** |

**CUADRO 50**
Demanda de energía primaria (2013)

| | Escenario tendencial (ET) | | Escenario de ahorro (EA) | | EA / ET |
|---|---|---|---|---|---|
| **Por fuentes** | **Demanda (ktep)** | **Estructura (%)** | **Demanda (ktep)** | **Estructura (%)** | **Variación demanda (%)** |
| Carbón | 2.547 | 9,8 | 2.539 | 10,1 | -0,3 |
| Productos petrolíferos | 11.280 | 43,2 | 10.499 | 41,7 | -6,9 |
| Gas natural | 8.465 | 32,4 | 8.731 | 34,7 | 3,1 |
| E. renovables | 4.282 | 16,4 | 4.282 | 17,0 | 0,0 |
| Energía eléctrica | -464 | -1,8 | -896 | -3,6 | - |
| **Total** | **26.109** | **100** | **25.154** | **100** | **-3,7** |



www.juntadeandalucia.es/innovacioncienciayempresa

JUNTA DE ANDALUCIA
CONSEJERÍA DE INNOVACIÓN, CIENCIA Y EMPRESA

# ANEXO 3. **ESTRATEGIA ENERGÉTICA DE ANDALUCÍA 2014-2020**

# Documento Inicial para la Evaluación Ambiental de la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020

Septiembre 2013

JUNTA DE ANDALUCIA

CONSEJERÍA DE ECONOMÍA, INNOVACIÓN, CIENCIA Y EMPLEO

# INDICE

1 Introducción ..... 3

2 La Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020 ..... 4

2.1 Objetivos ..... 4

2.2 Alcance ..... 6

2.3 Contenido ..... 6

2.4 Directrices generales y desarrollo previsible de la Estrategia ..... 7

3 Los efectos ambientales previsibles ..... 10

3.1 Categorización de los efectos ambientales previsibles ..... 11

3.2 Identificación de los aspectos ambientales previsibles ..... 12

4 Los efectos previsibles sobre elementos estratégicos del territorio, sobre la planificación sectorial implicada, sobre la planificación territorial y sobre las normas aplicables ..... 15

# 1 Introducción

La formulación de la **Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020** se acuerda por Consejo de Gobierno de la Junta de Andalucía con fecha 26 de febrero de 2013 recogiendo en su enunciado primero que la Estrategia tendrá la consideración de Plan con Incidencia en la Ordenación del Territorio a los efectos previstos en la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía y estará sometida al procedimiento establecido en la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.

Dicha Ley 7/2007 regula la evaluación ambiental de planes y programas, siguiendo las determinaciones de la Directiva 2001/42/CE, de 27 de junio de 2001, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, incorporada a la legislación española a través de la Ley 9/2006, de 28 de abril.

El presente documento tiene como objeto **iniciar el procedimiento de evaluación ambiental de la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020** según recoge el artículo 39 de la citada Ley. Según dicho artículo, el órgano promotor deberá presentar un avance del plan o programa a la consejería competente en materia de medio ambiente, que deberá contener una evaluación de los siguientes aspectos:

- Los objetivos de la planificación.
- El alcance y contenido de la planificación, de las propuestas y de sus alternativas.
- El desarrollo previsible del plan o programa.
- Los efectos ambientales previsibles.
- Los efectos previsibles sobre los elementos estratégicos del territorio, sobre la planificación sectorial implicada, sobre la planificación territorial y sobre las normas aplicables.

En base a este documento, la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio de la Junta de Andalucía emitirá un Documento de Referencia que determinará el alcance del Informe de Sostenibilidad Ambiental de la Estrategia, de acuerdo con lo previsto en la Ley.

Finalizado el trámite de información pública y audiencia, se redactará la Memoria Ambiental prevista en el artículo 39.4 de la Ley 7/2007 de forma conjunta por las Consejerías de Economía, Innovación, Ciencia y Empleo y la Consejería de Medio Ambiente y Ordenación del Territorio y se elaborará la propuesta de Estrategia incorporando las consideraciones finales de dicha Memoria Ambiental.

La Estrategia asume en línea con el PASENER que **el actual modelo energético de los países desarrollados es insostenible al generar graves repercusiones sobre el medio**

**ambiente que traen como consecuencia el calentamiento del planeta**. Avanza por tanto en la transición para alcanzar un sistema energético descarbonizado, democrático, competitivo, seguro, de calidad y basado en el uso de los recursos energéticos limpios autóctonos.

El objetivo ambiental global asumido desde la Estrategia está en consonancia con los definidos por la política europea y su consecución en 2020, en torno a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, particularmente del CO2, en los procesos integrados dentro el sector energético.

Por ello la Estrategia incorpora propuestas destinadas a cambiar la estructura de las fuentes empleadas, priorizando el uso de recursos autóctonos sostenibles, profundizando en el uso inteligente y eficiente de la energía y propiciando un ahorro en el consumo.

La valoración de la incidencia ambiental de la Estrategia se establecerá en base a dos escenarios de demanda: en primer lugar, considerando la evolución del sistema energético actual sin la formulación de la Estrategia, lo que permite identificar los efectos ambientales más negativos sobre los que debería actuar y las mejorías que deberían registrarse en la producción, transporte y uso de energía. En segundo lugar, incorporando al escenario de referencia nuevos ahorros derivados de las actuaciones contempladas en la Estrategia además del derivado de cambios en otras variables de tipo tecnológico, precios, estructura o pautas de demanda, que puedan suponer una mejora en los consumos específicos de energía.

La plasmación del efecto de la Estrategia se reflejará en la reducción de las emisiones de $CO_2$, así como la mitigación del cambio climático en Andalucía a través de la reducción de la intensidad energética, la mejora de la eficiencia energética, la incorporación de energías renovables, la optimización de la movilidad o en la desvinculación del crecimiento de la economía y de las emisiones.

El seguimiento requerirá el establecimiento de una serie de indicadores que permitan concretar la situación actual del sistema energético andaluz, con la máxima desagregación posible y que sirvan para valorar los efectos de la Estrategia.

# 2 La Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020

## 2.1 Objetivos

La Comunidad Autónoma de Andalucía, en virtud de lo establecido en el artículo 49.1.a) y b) de su Estatuto de Autonomía, le corresponde la competencia compartida sobre instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, cuando este transporte transcurra íntegramente por el territorio de Andalucía y su aprovechamiento no afecte a otro territorio, así como sobre fomento y gestión de las energías renovables y de la eficiencia energética.

Por otro lado, a nivel regional, la planificación económica constituye uno de los fundamentos de la actuación de los poderes públicos de la Comunidad Autónoma de Andalucía en el ámbito económico. En desarrollo de este precepto, la Administración de la Junta de Andalucía incide en la importancia de la recuperación de la economía andaluza mediante la planificación de un modelo de desarrollo adaptado a la situación actual, sustentado en los pilares de la participación, la igualdad, la sostenibilidad y la innovación, y que coincide, en lo esencial, con el planteamiento establecido por la Comisión Europea en su Estrategia Europa 2020. En este contexto, cobra especial relevancia, por su impacto en la economía regional, el sector energético.

La alta dependencia del exterior de combustibles fósiles, el precio de la energía y su impacto económico en todos los sectores, además de la necesaria concienciación ciudadana respecto a la importancia de un uso eficiente de la energía son factores que hacen imprescindible una política energética que establezca líneas claras y consensuadas con el sector. Además, debe garantizarse, por la calidad de vida de todos los andaluces y para favorecer un desarrollo económico equilibrado y sostenible, contar con un sistema energético seguro y estable.

Teniendo en cuenta lo anterior, en 1995 se empezó a trabajar a través del Plan Energético de Andalucía 1995-2000, al que siguió el Plan Energético para Andalucía 2003-2006 aprobado mediante Decreto 86/2003, de 1 de abril, y el Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013 (PASENER ), aprobado por Decreto 279/2007, de 13 de noviembre. Estos planes parten de la valoración de las ventajas y oportunidades con las que cuenta la Comunidad:

- Los recursos renovables, cuyo aprovechamiento limitaría de forma considerable la dependencia exterior y reduciría las emisiones contaminantes derivadas del uso de la energía.
- El elevado potencial de ahorro energético existente en todos los sectores de actividad, cuya puesta en valor incrementaría la competitividad de las empresas y mejoraría las economías domésticas y del sector público.

Finalizado el periodo de vigencia del PASENER, la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020 viene a dar continuidad a la labor planificadora autonómica en el ámbito energético, recogiendo además el compromiso de Andalucía de contribuir al cumplimiento de los objetivos que la Unión Europea dentro de su Estrategia 2020, relativos a:

- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% respecto de 1990, hasta el año 2020.
- Alcanzar el 20% de renovables en el consumo energético de la Unión Europea en 2020.
- Aumentar la eficiencia energética con el fin de ahorrar un 20% del consumo energético de la Unión Europea respecto de las proyecciones para el año 2020.
- Elevar, como mínimo, al 10% el porcentaje renovable destinado al transporte en la Unión Europea de aquí a 2020.

Además la Estrategia asume las premisas recogidas en la planificación ambiental de la comunidad.

Según el artículo segundo del Acuerdo de Formulación, se conformará a partir de los siguientes principios fundamentales:

a) Contribuir a un uso eficiente e inteligente de la energía, priorizando el uso de los recursos autóctonos sostenibles, así como los sistemas de autoconsumo.
b) Situar a los sectores de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética como motores de la economía andaluza.
c) Garantizar la calidad del suministro energético, impulsando la transición de las infraestructuras energéticas hacia un modelo inteligente y descentralizado, integrado en el paisaje.
d) Actuar desde la demanda para hacer a la ciudadanía protagonista del Sistema Energético.
e) Optimizar el consumo energético en la Administración de la Junta de Andalucía, mejorando la eficiencia de sus instalaciones e incorporando criterios de gestión orientados al ahorro energético.

A partir de estos principios se establecerán los objetivos de la política energética andaluza en el escenario 2020, en consonancia con los definidos por la política europea.

## 2.2 Alcance

La Estrategia, que tendrá la consideración de Plan con Incidencia en la Ordenación del Territorio, deberá establecer las orientaciones para desarrollar la política sectorial en materia de ahorro y eficiencia energética, fomento de las energías renovables y desarrollo de las infraestructuras energéticas en la comunidad autónoma andaluza, con la finalidad de alcanzar un sistema energético suficiente, descarbonizado, inteligente y de calidad.

Los objetivos y previsiones habrán de adecuarse a las directrices y requerimientos de la legislación autonómica y nacional aplicables, así como a los derivados de la normativa de la Unión Europea.

## 2.3 Contenido

Los elementos centrales de la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020, que tendrá como marco de referencia la Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía y las orientaciones de la Estrategia Europa 2020, serán los siguientes:

a) Análisis de la evolución del sistema energético andaluz, de su política energética y normativa así como de la influencia de la política energética europea y nacional.

b) Caracterización del actual modelo energético andaluz: infraestructuras, oferta y demanda de energía, impacto socioeconómico y desarrollo tecnológico.

c) Previsión de demanda de energía en Andalucía en el período de vigencia de la Estrategia.

d) Identificación de las oportunidades existentes que faciliten la determinación de los objetivos, que permitirán cuantificar el grado de adaptación del sistema energético andaluz hacia una posición más dirigida a la ciudadanía, más eficiente, más renovable, más descarbonizada y con más valor añadido para la economía andaluza, en el marco de la normativa energética europea.

e) El diseño de las actuaciones a desarrollar en el seno de la Estrategia para alcanzar los objetivos.

f) La valoración económica de la Estrategia, así como la determinación de los recursos económicos que deban ser utilizados para su ejecución y los instrumentos financieros y de gestión que deban ponerse en marcha por la Junta de Andalucía para la correcta ejecución de la Estrategia.

g) Establecimiento de un sistema de seguimiento participativo y monitorización y evaluación de la Estrategia.

## 2.4 Directrices generales y desarrollo previsible de la Estrategia

Andalucía, en el horizonte del año 2020, tiene en la energía una oportunidad de crecimiento y desarrollo que le permitirá mejorar la vida de los andaluces en diferentes ámbitos: economía, empleo, medio ambiente, salud, conocimiento, internacionalización, etc.

El análisis del sistema energético a través de sus bondades y carencias indica cual debe ser la estrategia que debe emplearse que permita alcanzar los objetivos planteados a 2020, centrada en:

### El modelo energético

- Energías renovables
- Almacenamiento de energía
- Integración de las energías renovables en la red
- Economía del hidrógeno
- Eficiencia energética
- Movilidad y transporte eficiente
- Generación distribuida
- Redes inteligentes

### La energía como motor económico

- Para la creación de empleo
- Para la vertebración energética de todo el territorio andaluz.
- Para hacer de la energía una pieza clave en el desarrollo social y económico de Andalucía y favorecer la internacionalización de nuestras empresas.

- Para disponer de sistemas innovadores de financiación basados en la colaboración y alianzas público-privadas, que mejoren la competitividad de las empresas andaluzas, asegurando la viabilidad de sus proyectos energéticos.

### El liderazgo energético andaluz

- Situando a las tecnologías energéticas como una de las materias claves de especialización en innovación.
- Gestionando los consumos energéticos de la administración andaluza autonómica y local bajo los principios de minimización, eficiencia, eficacia y apuesta por energías limpias y renovables y considerando su papel ejemplarizante ante el ciudadano.

### El ciudadano como protagonista de las políticas: la gobernanza energética

La Comisión Europea en el Libro Blanco *La gobernanza europea* (2001) aborda la importancia y la necesidad de una renovación de la misma:

> *"La reforma de la gobernanza aborda la cuestión de cómo la UE utiliza los poderes que le otorgan sus ciudadanos. Se refiere a la manera en que las cosas podrían y deberían hacerse. El objetivo es abrir el proceso de decisión política para dotarlo de unos mayores niveles de integración y responsabilidad. Un mejor uso de sus poderes debería permitir a la UE una conexión más directa con sus ciudadanos y dar lugar a unas políticas más efectivas"*

Se define el concepto de "gobernanza" como aquel que *designa las normas, procesos y comportamientos que influyen en el ejercicio de los poderes a nivel europeo, especialmente desde el punto de vista de la apertura, la participación, la responsabilidad, la eficacia y la coherencia.*

A través de la gobernanza, el ciudadano, desde los diferentes foros en que se encuentra representado, deja de ser un mero receptor pasivo de las políticas gestadas por la administración y pasa a formar parte del cuerpo gestor de dichas políticas sabiendo que sus propuestas serán escuchadas, valoradas y tenidas en consideración llegado el caso. La Estrategia Energética asume este reto: la buena gobernanza energética bajo los cinco principios que recoge el Libro Blanco: apertura, participación, responsabilidad, eficacia y coherencia.

### Programas de la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020

A través de los principios y objetivos se responde al *qué se quiere alcanzar*. El *cómo va a hacerse* tendrá su respuesta en el desarrollo de una serie de Programas, cada uno de los cuáles estará dividido en Subprogramas específicos donde se integrarán Actuaciones concretas en

diferentes ámbitos (fomento, difusión, financiación, etc.) y sectores (ciudadanos, transporte, industria, edificación, agrícola, etc.)

Estas actuaciones tendrán asociados Indicadores que permitan realizar un seguimiento y posterior evaluación de impacto en el cumplimiento de los Programas a los que pertenezcan. Los indicadores podrán ser agrupados en consonancia a su ámbito de impacto: empresarial, medioambiental, económico, etc.

El documento de Estrategia no establecerá desde el inicio todos los programas y actuaciones que se ejecutarán durante su período de vigencia para conseguir los resultados deseados. Los programas serán revisables, adaptándose y valorando su pertinencia, así como la de las actuaciones que los conforman, acorde al cumplimiento de los objetivos planteados con el objeto de optimizar los resultados previstos.

***Propuesta de Programas***

| PRINCIPIO FUNDAMENTAL | PROGRAMA | DESCRIPCIÓN |
|---|---|---|
| Actuar desde la demanda para hacer al ciudadano protagonista del Sistema Energético | **CULTURA ENERGÉTICA** | Fomentar un cambio de comportamiento en el ciudadano que favorezca el alcance de cotas más elevadas de ahorro energético, mediante un mejor uso de la energía y la eficiencia energética. Facilitar el conocimiento sobre las energías renovables para que se conviertan en una opción y oportunidad en Andalucía. |
| Situar a los sectores de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética como motores de la economía andaluza | **MEJORA DE LA COMPETITIVIDAD** | Favorecer la competitividad de la economía andaluza fomentando la actividad productiva de sectores en el ámbito nacional y en el exterior, la financiación de las empresas y ciudadanos, la transferencia de información en la red, la implantación de sistemas de gestión y supervisión energética el consumo de fuentes renovables y el ahorro energético |
| Contribuir a un uso eficiente e inteligente de la energía, priorizando el uso de los recursos autóctonos sostenibles, así como los sistemas de autoconsumo | **ENERGÍA INTELIGENTE EN ANDALUCÍA** | Favorecer la configuración de un sistema energético más eficiente según los criterios "SMARTS relacionados principalmente con la movilidad, la edificación y la configuración de redes inteligentes en Andalucía, en un intento de optimizar la gestión y permitir la máxima integración de fuentes de energía renovable. |
| Garantizar la calidad del suministro energético, impulsando la transición de las infraestructuras energéticas hacia un modelo inteligente y descentralizado, integrado en el territorio | **MEJORA DE LAS INFRAESTRUCTURAS Y CALIDAD DE LOS SERVICIOS ENERGÉTICOS** | Apoyar el desarrollo de un sistema de infraestructuras energéticas que garanticen los suministros con un alto estándar de calidad y aprovechen los recursos autóctonos de Andalucía, así como su implantación ordenada en el territorio |
| Optimizar el consumo energético en la Administración de la Junta de Andalucía, mejorando la eficiencia de sus instalaciones e incorporando criterios de gestión orientados al ahorro energético | **GESTIÓN ENERGÉTICA EN LAS ADMINISTRACIONES PÚBLICAS DE ANDALUCÍA** | Favorecer la eficacia y la eficiencia de la administración, tanto por la optimización del uso de la energía como del ahorro económico provocado por esta cultura de mejora energética |

## 3 Los efectos ambientales previsibles

Los principios fundamentales de la Estrategia incluidos en el acuerdo de formulación hacen referencia a:

- Uso eficiente e inteligente de la energía.
- Apoyo a los sistemas de autoconsumo.
- Situar a las renovables y al ahorro y eficiencia energética en línea de vanguardia de la economía.
- Orientación de un sistema de infraestructuras energéticas hacia un modelo descentralizado
- Optimización de la eficiencia en instalaciones de la administración.

Reduciendo al ámbito de la interacción y afecciones con el medio, la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020, prevé actuaciones que supondrán el desarrollo de las energías renovables, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero causantes del cambio climático global por sustitución de combustibles fósiles y el desarrollo de infraestructuras de transporte y distribución de la energía.

De otra parte, la Estrategia prevé igualmente acometer actuaciones que supongan aumentar la calidad del suministro e incorporar un modelo más eficiente y de gestión racional en el consumo energético a través del ahorro y de la eficiencia.

A priori, por tanto, la inversión y el apoyo público en energías renovables, como fuentes limpias e inagotables, inciden directamente sobre una disminución de los impactos asociados a las convencionales o fuentes fósiles; de igual forma el apoyo al autoconsumo incide a medio y largo plazo en una regulación inteligente de las infraestructuras energéticas y en una menor necesidad, por tanto, de despliegue de éstas en el futuro, con las implicaciones que ello tiene en afecciones de tipo territorial.

Es previsible que la puesta en marcha de la Estrategia Energética favorezca la disminución de fuentes energéticas convencionales en el global de la demanda y que, por ello, contribuya activamente en compensar los efectos ambientales adversos de éstas.

Las afecciones más significativas derivadas de la utilización, transformación y transporte de las energías convencionales están asociados a:

- Las emisiones atmosféricas que provocan el calentamiento global del planeta, la disminución de la capa de ozono, la niebla de invierno, el smog o niebla fotoquímica, la lluvia ácida, etc.
- La contaminación de los medios acuático y terrestre, que producen acidificación y eutrofización. Variación de las temperaturas locales de dichos medios.

- Alteración del paisaje.
- La generación de residuos, (sustancias carcinógenas, contaminantes a suelos y recursos hídricos, metales pesados liberados a la atmósfera, etc.).

## 3.1 Categorización de los efectos ambientales previsibles

Los efectos ambientales previsibles se pueden clasifican en tres categorías, atendiendo a las diferentes etapas de gestión de los recursos energéticos. En estas tres categorías el impacto ambiental vendrá asociado tanto a las actividades específicas vinculadas a los procesos energéticos, como los medios empleados para acometerlas, construcción de instalaciones, etc.

a) **Efectos derivados de la obtención de los recursos energéticos.**

Se trata de los efectos debidos a las actividades necesarias para obtener la energía primaria del entorno no contemplando las acciones posteriores para su aprovechamiento y transformación en electricidad, calor o trabajo mecánico.

En lo relativo al abastecimiento de **recursos energéticos convencionales** (concretamente carbón, petróleo y gas natural) Andalucía es mayoritariamente dependiente de las importaciones ya que los recursos fósiles endógenos son muy escasos. En este caso cabe atender a las afecciones derivadas de la industria extractiva de los recursos, la minería, y gas natural.

En el caso de las **energías renovables**, puesto que la mayoría se encuentran disponibles en el medio, sólo cabría hacer referencia a aquellas fuentes de tipo secundario para cuya producción es necesario el concurso de la acción humana. Esto se da para las biomasas provenientes de cultivos energéticos y para los biocarburantes y biolíquidos.

b) **Efectos derivados de transformación y procesamiento de la energía primaria en energía final y uso.**

A su vez puede ampliarse esta clasificación en:

- Procesos de transformación de productos energéticos primarios en productos energéticos finales. Particularmente las actividades industriales de refino y transformación de petróleo.
- Producción de electricidad.
- Uso de la energía por los sectores de consumo final, en forma de calor o trabajo

c) **Efectos derivados del transporte y distribución de la energía**

Considerando:

- Electricidad
- Petróleo y productos derivados
- Biomasas y biocarburantes
- Gas natural
- Carbón

## 3.2 Identificación de los aspectos ambientales previsibles

La incidencia ambiental debe considerarse globalmente positiva, en cuanto supone la ampliación del papel de las energías renovables y la reducción del consumo de energía y con ello la reducción de emisiones (gases contaminantes, gases con efectos invernaderos, residuos sólidos y líquidos...) con efectos locales y globales.

Las actuaciones que se llevarán a cabo en el marco de esta Estrategia se formularán bajo la premisa de que tengan un resultado de signo positivo neto en la región. La interrelación existente entre energía – medioambiente – sociedad, va a provocar que las actuaciones e iniciativas que se lleven a cabo se traduzcan en cambios positivos en materia de empleo, inversiones, reducción de emisiones, cultura energética, salud, etc. Asimismo estas actuaciones tendrán un efecto multiplicador en la sociedad que generará iniciativas adicionales a las programadas en el marco de la Estrategia.

Atendiendo al impacto de los procesos que intervienen en el sistema energético, sobre todos los elementos presentes en el medio, es posible hacer un desglose analítico, de manera que se consideren las afecciones al entorno, bien sean éstas, positivas negativas o neutras

**Medio físico**

- **Territorio** (Ocupación del territorio, afecciones a la dinámica litoral, alteraciones del régimen hidrológico,...)

  La explotación del recurso energético, así como la transformación o el transporte y la distribución suponen una ocupación heterogénea en intensidad del territorio, atendiendo propiamente a la actividad de que se trate, a la infraestructura, o a la tecnología de generación.

- **Suelo** (Estructura y calidad del suelo, geomorfología del terreno,...)

La puesta en marcha de nuevos centros de generación energética suelen asociarse con la ocupación del territorio, y por tanto con afecciones por cambios de uso del suelo. No obstante no necesariamente ha de ser así. Por ejemplo, el efecto del incremento de los cultivos energéticos (biomasa, biocombustibles) puede ser positivo, si fuera el caso, por el aprovechamiento de

terrenos marginales abandonados, contribuyendo positivamente en la labor de conservación de suelos y control de la erosión; o atendiendo a la conservación de formaciones forestales en el caso del aprovechamiento energético de los residuos de las labores de silvicultura.

- **Medios acuáticos terrestres y marino** (Calidad de las aguas, modificación de los recursos hídricos,...)

El uso del agua como recurso en tecnologías energéticas es un factor crítico a considerar en el desarrollo de la planificación energética estratégica, así como lo es de la planificación ambiental. Su uso es muy importante para la refrigeración en los ciclos térmicos, pero también lo es en otros entornos de generación (regadíos de cultivos energéticos, limpieza de superficies captadoras, minería de recursos energéticos, etc.)

Pero también el agua como patrimonio a proteger tiene una relevancia clave. Esto es bien conocido en los entornos vinculados al refino de crudo (Vertidos y las fugas de fuel y petróleo nocivas para los ecosistemas terrestres y marinos.)

- **Atmósfera** (Biofijación de $CO_2$, emisiones de gases, emisión de partículas sólidas en suspensión, generación de ruidos y vibraciones,...)

El tráfico rodado en zonas urbanas es el aspecto que más incide en la calidad de medio atmosférico, tanto por la emisión de los gases de escape, la formación de ozono, la emisión de partículas debido a la banda de rodadura de los vehículos y la generación de ruido.

La industria es la siguiente fuente en importancia en lo relativo a las emisiones de contaminantes atmosféricos, muy concretamente la generación eléctrica con fuentes convencionales. La concentración de generación eléctrica e industria de procesado de productos petrolíferos provocan en puntos concretos del territorio episodios de elevados niveles de contaminación atmosférica como los que tienen lugar en la Bahía de Algeciras.

En este sentido el incremento continuado del aprovechamiento de energías renovables y las medidas de ahorro y eficiencia energética favorecen la reducción de emisión de los gases relacionados con las fuentes energéticas de origen fósil, en especial, el $SO_2$ y NOx, principales componentes de la lluvia ácida, siempre que haya una sustitución tecnológica

Igual énfasis ha de ponerse en la reducción del consumo energético en los centros urbanos, donde, como se ha visto, se produce una acumulación de la demanda de las actividades productivas, del transporte y el ámbito doméstico. Aquí, la reducción en la emisión de otros gases precursores de la formación de ozono troposférico (COVNM[1], CO, NOx y en menor medida $CH_4$), suponen una mejora considerable de los índices de calidad del aire, que redundan de inmediato en la salud pública y del entorno natural en las ciudades.

[1] Compuestos orgánicos volátiles no metánicos

- **Paisaje** (Percepción visual del paisaje).

La percepción del paisaje está íntimamente ligada a sensaciones que tienen que ver con componentes estéticos, culturales o emocionales y en el que existe un amplio sistema de interrelaciones.

La contaminación lumínica está considerada en la Ley 7/2007, de 9 de julio, de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental y normativa de desarrollo, que pretende paliar su efecto impulsando, entre otras medidas, la reducción de los flujos luminosos en las zonas más sensibles (tras realizar una zonificación a nivel de todo el territorio andaluz).

**Medio biótico**

- **Hábitat** (Modificación de los hábitats naturales)
- **Flora** (Alteración de la cobertura vegetal, introducción de nuevas especies, cambios en la composición florística de las Comunidades,...
- **Fauna** (Modificación de patrones de conducta, alteración de poblaciones, disponibilidad de recursos vitales,...)

Se registrará el efecto sobre los ecosistemas más valiosos o sensibles, así como sobre sus formaciones vegetales y poblaciones animales. En el inventario se incluirán, fundamentalmente, los espacios protegidos, tanto por la RENPA, como por la Red Natura 2000, en especial, los situados junto a concentraciones de instalaciones dedicadas a la transformación y almacenamiento de energía no renovable.

Es posible minimizar el impacto ambiental del desarrollo de tecnologías renovables en el **patrimonio natural,** gracias a la mejora de las tecnologías que han desarrollado dispositivos que mejoran la convivencia entre estas instalaciones y la avifauna del entorno en el que su ubican.

**Indicadores de seguimiento**

El seguimiento de las actuaciones deberá establecerse a través de indicadores de resultados tales como:

- Consumo de energía por fuentes
- Energía diversificada en renovables
- Emisiones evitadas
- Ahorro energético

- Aumento del nº y potencia renovable
- Nuevas infraestructuras y ampliación de las existentes

(...)

# 4 Los efectos previsibles sobre elementos estratégicos del territorio, sobre la planificación sectorial implicada, sobre la planificación territorial y sobre las normas aplicables

La Estrategia deberá incorporar los principios derivados del marco normativo vigente sobre modelo territorial y urbanístico y al medioambiente y su constatación formará parte del proceso evaluador.

En el acuerdo de formulación de la Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020 se la articula como *Plan con Incidencia en la Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía a los efectos previstos en la Ley 1/1994, de 11 de enero, de Ordenación del Territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía.* En las políticas de gestión energética la energía es una pieza clave en la cohesión territorial. Desde la concepción de los modelos urbanos, la configuración de las redes de suministro, la logística, las modalidad de transporte público, el apoyo al autoconsumo, el apoyo al desarrollo de las diferentes tecnologías de generación, etc.; rara es la componente energética que no tenga derivaciones en la articulación del territorio, y a la inversa, a menudo las redes energética de transporte y distribución determinan criterios para la configuración del modelo territorial. En este sentido la planificación energética es clave para la cohesión de los elementos estratégicos del territorio, y para la evolución de estos sobre principios de equidad social y de sostenibilidad.

Se recogen a continuación los principales planes y disposiciones legales promulgados hasta la fecha, que constituyen el marco de referencia para la Estrategia.

## Europa

### ESTRATEGIA ENERGÉTICA

- Resolución del Parlamento Europeo, de 11 de marzo de 2010, sobre la inversión en el desarrollo de tecnologías con baja emisión de carbono (Plan EETE)
- *Energy Roadmap* 2050
- Resolución del Parlamento Europeo, de 15 de marzo de 2012, sobre una hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050 (2011/2095(INI)

### REDES Y MERCADO ENERGÉTICO

- Libro Verde: Hacia una red europea de energía segura, sostenible y competitiva COM(2008) 0782
- Directiva 2009/72/CE de 13 de julio, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad
- Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural

### AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

- DIRECTIVA 2010/31/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios
- Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE

### ENERGÍAS RENOVABLES

- Directiva 28/2009/CE de fomento de las energías renovables
- Decisión de 30 de junio de 2009, que establece el modelo de los planes de acción nacionales en materia de energía renovable en virtud de la Directiva 2009/28/CE 2009/548/CE

### TRANSPORTE

- Resolución del Parlamento Europeo, de 6 de mayo de 2010, sobre los vehículos eléctricos (2011/C 81 E/17)
- Estrategia sobre vehículos limpios y energéticamente eficientes (COM/2010/0186 final)
- Libro blanco del transporte: Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible

## España

### ESTRATEGIA ENERGÉTICA

- Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible
- Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética para el horizonte 2011-2020 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4),
- Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020
- Planificación de las infraestructuras de transporte de gas y electricidad

### SECTOR ELÉCTRICO Y GASISTA

- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social
- Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico
- Resolución de 23 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero

### RÉGIMEN ESPECIAL

- Real Decreto 616/2007 sobre el fomento de la cogeneración
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de

autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial

- Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Resolución de 24 de noviembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la convocatoria de un procedimiento de concurrencia competitiva para la obtención del derecho a la percepción de un régimen económico adicional a la retribución del mercado de producción de energía eléctrica, para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador, en el tramo de gran instalación
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos
- Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social

## BIOCARBURANTES

- Ley 12/2007 de obligación de uso de biocarburantes
- Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo

## EDIFICACIÓN

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE "Ahorro de Energía", del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios y sus modificaciones posteriores

## Andalucía

## ESTRATEGIA ENERGÉTICA

- Ley 2/2007, de 27 de marzo, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía
- Decreto 169/2011, de 31 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de fomento de las Energías Renovables, el Ahorro y la eficiencia energética en Andalucía
- Orden de 29 de diciembre de 2011 por la que se regula el aprovechamiento de la biomasa forestal con destino energético
- Decreto 2/2013, de 15 de enero, por el que se modifica el Decreto 169/2011, de 31 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Fomento de las Energías Energética, el Ahorro y la Eficiencia Energética en Andalucía

## RÉGIMEN ESPECIAL

- Orden de 30 de septiembre de 2002 de la Junta de Andalucía, por la que se regula el procedimiento para priorizar el acceso y conexión a la red eléctrica para evacuación de energía de las instalaciones de generación contempladas en el RD 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración

- Instrucción de 21 de enero de 2004, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, de la Junta de Andalucía, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- Resolución de 23 de febrero de 2005, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se establecen normas complementarias para la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en régimen especial y agrupaciones
- Orden de 8 de julio de 2005, por la que se regula la coordinación entre el procedimiento administrativo a seguir para la tramitación de las instalaciones de generación de energía eléctrica en régimen especial gestionables y los procedimientos de acceso y conexión a las redes eléctricas
- Instrucción de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria de la Instrucción de 21 enero de 2004, sobre el procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
- Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas.
- Instrucción de 20 de junio de 2007, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, sobre la aplicación de determinados aspectos del RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Resolución 14 de noviembre de 2007, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se regula la caducidad de los puntos de conexión otorgados por las compañías distribuidoras a las instalaciones generadoras fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión
- Resolución de 30 de octubre de 2007, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se adaptan determinados aspectos de la Orden de 8 de julio de 2005 sobre Plantas Generadoras de Energía Eléctrica Gestionables
- Decreto 50/2008, de 19 de febrero, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica empleadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía. (BOJA núm. 44, de 4 de Marzo de 2008)
- Orden de 29 de febrero de 2008, por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica, contempladas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Decreto 9/2011, de 18 de enero, por el que se modifican diversas Normas Reguladora de Procedimientos Administrativos de Industria y Energía
- Orden de 24 de febrero de 2011, por la que se modifica la de 29 de febrero de 2008, por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica, contempladas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

- Orden de 25 de julio de 2011, por la que se regula el procedimiento para la priorización en la tramitación del acceso y conexión a la red eléctrica en Andalucía para la evacuación de la energía de las instalaciones de generación que utilicen como energía primaria la energía eólica terrestre, contempladas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

## MEDIO AMBIENTE

- Plan Andaluz de Medio Ambiente
- Plan Forestal Andaluz
- Estrategia Andaluza de Desarrollo Sostenible
- La Estrategia Autonómica ante el Cambio Climático

## ORDENACIÓN DEL TERRITORIO

- Plan de Ordenación del Territorio de Andalucía (POTA).
- Estrategia de Paisaje de Andalucía
- Plan de Protección del Corredor Litoral de Andalucía

# ANEXO 4. **PROYECTOS DE ENERGÍAS MARINAS DE IBERDROLA**

# Proyectos de I+D+i en Energías Marinas



**ROBERTO VEGUILLAS**

**Responsable Innovación Tecnológica**
**Negocio Renovables**

IBERDROLA

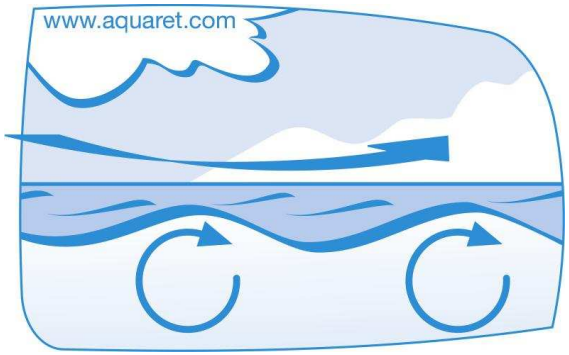
# Índice


1. **Energías marinas**
2. Dispositivos de Energía de las Olas
3. Dispositivos de Energía de las Corrientes y las Mareas
4. Dispositivos de Gradiente Salino
5. Dispositivos OTEC
6. Iberdrola y las Energías Marinas
7. Conclusiones

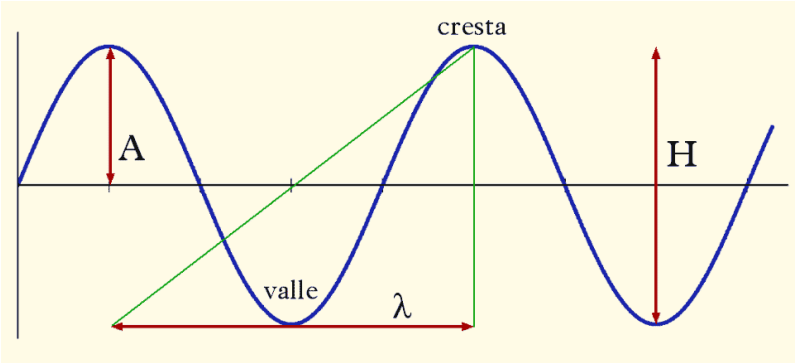
# Energía de las Olas

# Conceptos Básicos - Olas

- Las olas son generadas por el viento
- La energía contenida por el oleaje depende de la velocidad del viento y el “fetch” (altura de ola sobre la que sopla el viento).
- Conforme las olas se aproximan a la costa interactúan con el fondo marino y van perdiendo energía hasta llegar a la orilla.




- Desde el punto de vista estadístico los parámetros representativos del oleaje correspondiente a un registro son:




- ✓ Altura de ola significante $H_s$
- ✓ Altura máxima del registro $H_{max}$
- ✓ Periodo pico $T_p$
- ✓ Periodo medio $T_m$

# Conceptos Básicos - Olas



**Mar de viento o “Sea”**
Olas más bien agudas
Longitud de onda generalmente corta o moderada.
La altura del oleaje es irregular.



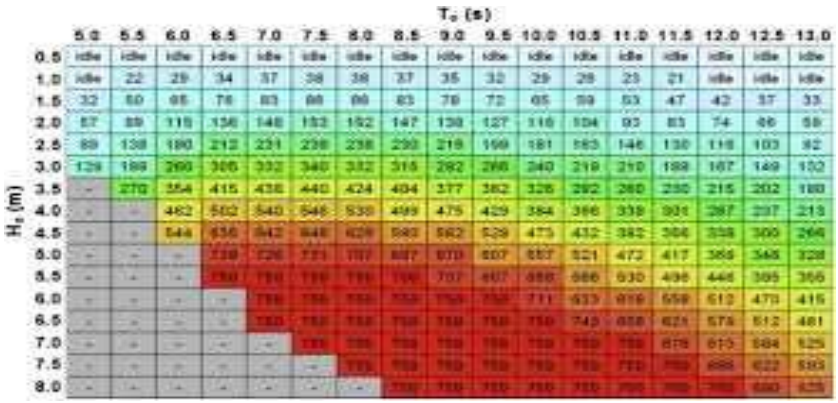
**Mar de fondo o “Swell”**
Crestas redondeadas que no rompen nunca en alta mar.
Periodo regular y sus crestas suaves.
Longitud de la onda es muy superior a su altura

Durante su propagación las olas tienden a dirigirse hacía el este lo que explica que para la misma latitud la costas occidental (oeste) tienen más potencial que las costas orientales (este).

# Potencial Teórico y Práctico

- **Recurso teórico**: Toda energía contenida.
- **Recurso técnico**: La porción del recurso teórico que puede ser explotado con las tecnologías existentes.
- **Recurso accesible**: La porción del recurso técnico que se puede explotar si descontamos las limitaciones externas como pueden ser los conflictos de uso, las áreas medioambientales
- **Recurso económico:** La porción del recurso accesible que es comercialmente atractivo en un determinado momento y dependiendo de las condiciones de mercado

# Conceptos Básicos - Olas




La **matriz de potencia** representa la potencia estimada para combinación de altura de ola y periodo.

| Significant Wave Height Hs (m) | Energy Period Te (secs) | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 18 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0.0-0.5 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0.5-1.0 | | 0 | 2 | 11 | 12 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.0-1.5 | | 0 | 15 | 38 | 44 | 35 | 10 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1.5-2.0 | | 0 | 11 | 37 | 38 | 45 | 30 | 8 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2.0-2.5 | | 0 | 1 | 25 | 35 | 32 | 30 | 17 | 3 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2.5-3.0 | | 0 | 0 | 8 | 25 | 27 | 23 | 19 | 8 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3.0-3.5 | | 0 | 0 | 0 | 15 | 21 | 22 | 16 | 12 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 3.5-4.0 | | 0 | 0 | 0 | 4 | 18 | 19 | 14 | 11 | 5 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 4.0-4.5 | | 0 | 0 | 0 | 1 | 11 | 16 | 12 | 9 | 6 | 3 | 0 | 0 | 0 |
| 4.5-5.0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 15 | 13 | 9 | 7 | 3 | 1 | 0 | 0 |
| 5.0-5.5 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 7 | 11 | 8 | 5 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| 5.5-6.0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 8 | 7 | 4 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| 6.0-6.5 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 5 | 5 | 4 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| 6.5-7.0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 4 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| 7.0-7.5 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 3 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| 7.5-8.0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 |
| 8.0-8.5 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 |
| 8.5-9.0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| 9.0-9.5 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 9.5-10.0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 10-11.0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 |
| 11-12.0 | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

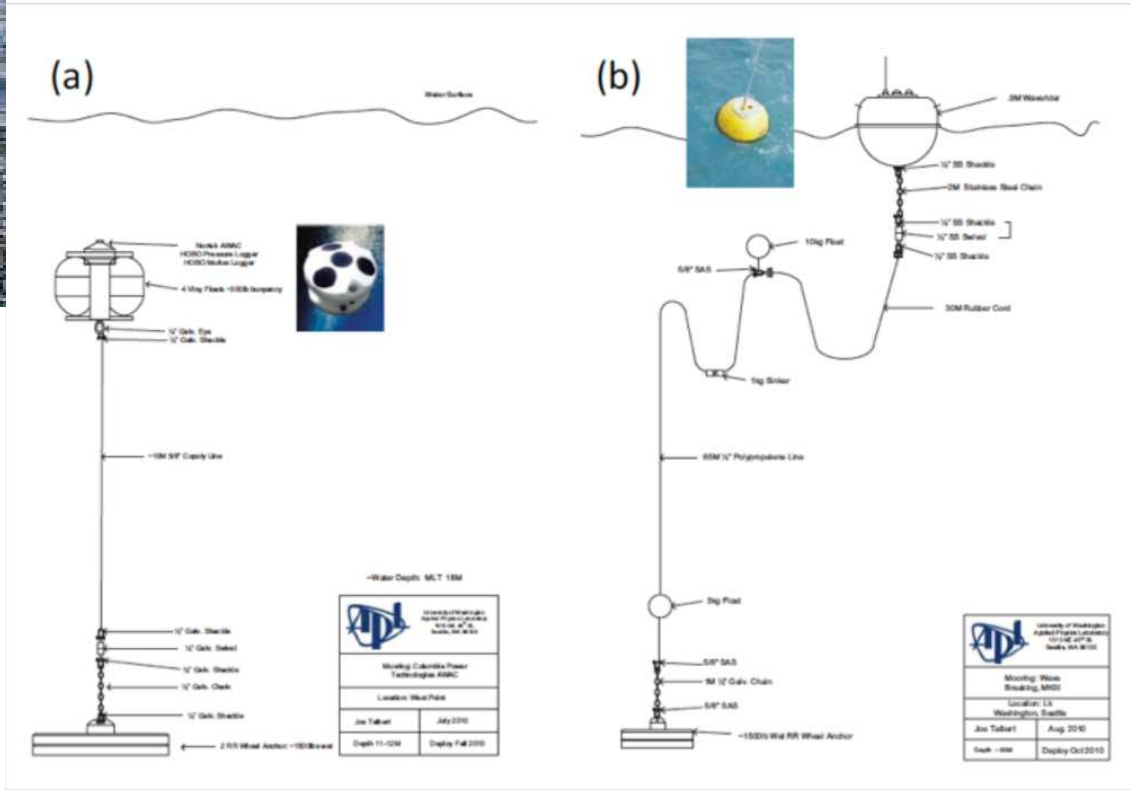
Tabla de probabilidades (en partes por mil) que representa la frecuencia anual para cada combinación de altura significante $H_s$ y periodo de ola $T_e$ . Esta matriz representa la condiciones de mar en una región de la costa oeste de Escocia . (Economic Wave Energy Resource Assessment Methodology & European Assessment, Strathclyde University)

# Medición del recurso de las olas





## BOYA FLOTANTE O AWAC



# Distribución geográfica del recurso - Olas

**La energía de oleaje tiene un gran potencial teórico entre 8000- 80000 TWh/año**



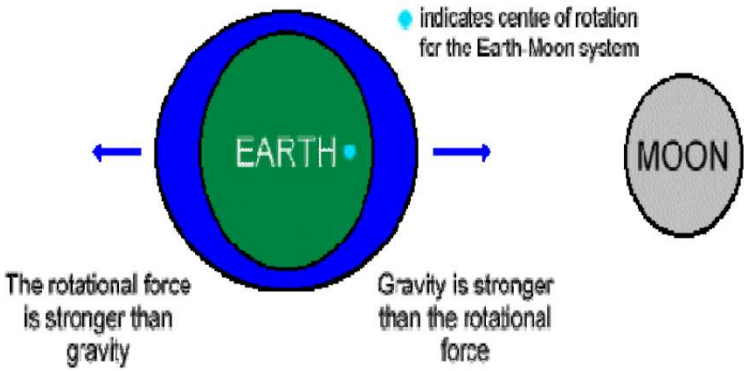

Fuente: IHS – EER Global Ocean Energy Markets and Strategies

**Destacan UK, Irlanda, Noruega, Australia, Sudáfrica, Nueva Zelanda, Chile y en menor medida España, Japón y el noroeste de Estados Unidos**

# Energía de las Corrientes

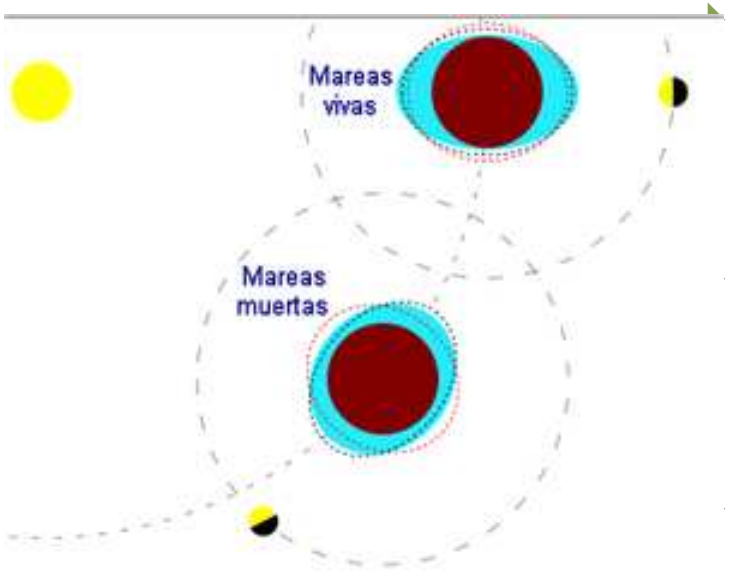
# Conceptos Básicos - Corrientes

- Fenómeno predecible y regular
- Causado por la fuerza de atracción gravitatoria de la **luna** y el sol sobre la tierra.
- Fuerza entre dos cuerpos gravitatorios $F_g = G^* [(M1^*M2)/d^2]$
- El tiempo necesario para que un punto de la tierra vuelva a tener la misma posición relativa respecto a la luna es de 24 horas y 50 minutos, por lo que las mareas varían con este periodo.
- La fuerza de la luna crea dos “bultos” en los océanos tal y como muestra la figura uno en la posición más cercana entre tierra y la luna y otro en la más lejana.



# Conceptos Básicos - Corrientes

- Estos bultos son los responsables de las variaciones diarias en los niveles de mar en muchos lugares.
- Este modelo tiene otra complejidad añadida y es que el eje de la tierra está inclinado 23.5.
- Los dos bultos son desiguales a menos que la luna esté sobre el ecuador. Esta diferencia diaria se repite en un ciclo de 15 días mientras que la luna rota alrededor de la tierra.
- Las corrientes se ven afectadas por las características topográficas del fondo marino, tal y como los estrechos etc

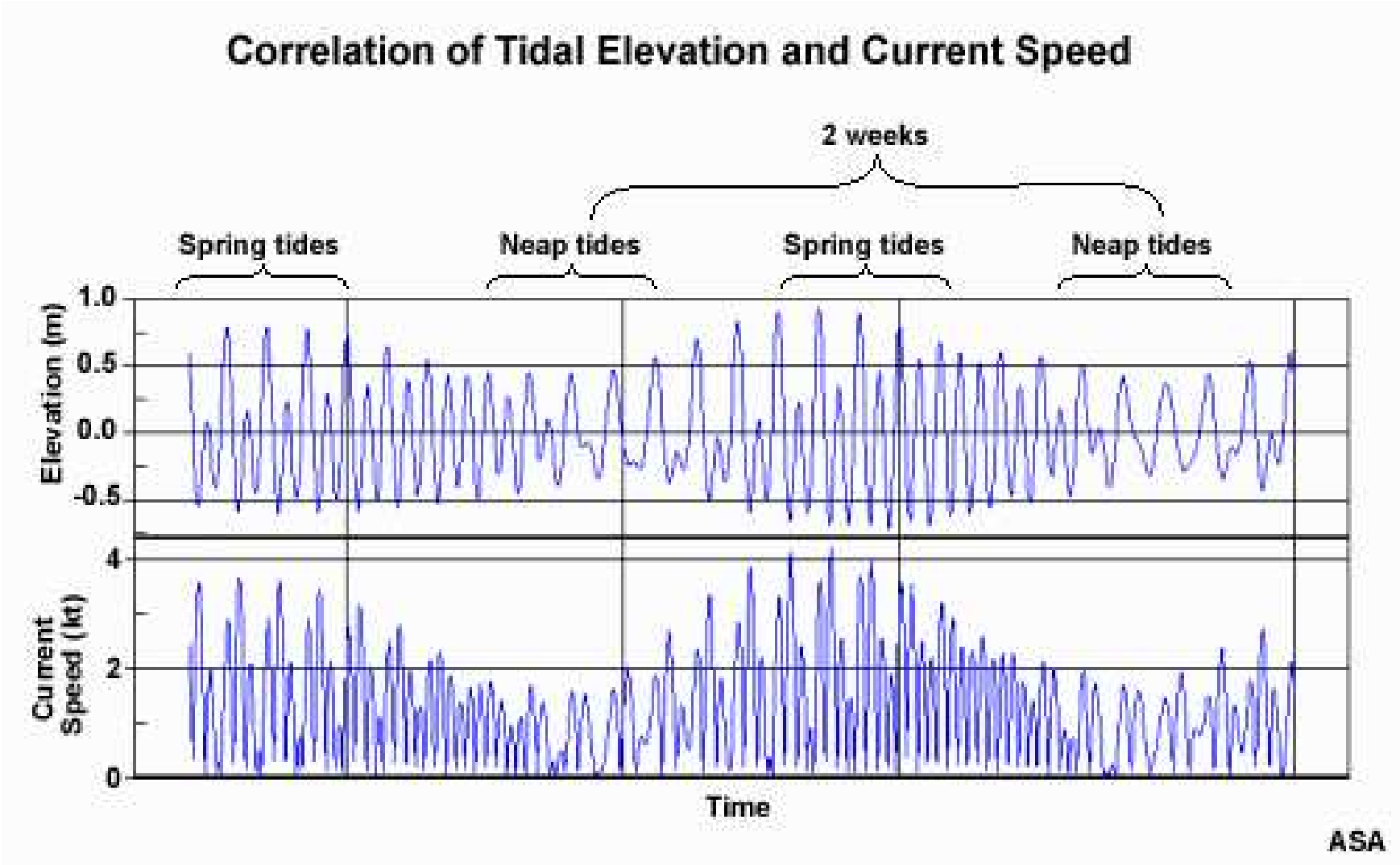



**Mareas vivas**. Son las mareas más altas y se dan cuando hay luna llena o nueva y la fuerza de atracción de la luna y la tierra están alineadas

**Mareas muertas**. Son las mareas más bajas y se dan cuando hay luna creciente o menguante y la fuerza de atracción de la luna y la tierra no están alineadas

El ciclo mareas vivas mareas muertas dura 15 días.

# Conceptos Básicos - Corrientes



# Medición de recurso de las corrientes

- ✓ Cartas náuticas
- ✓ Análisis con CFD
- ✓ Medidas directas en el emplazamiento

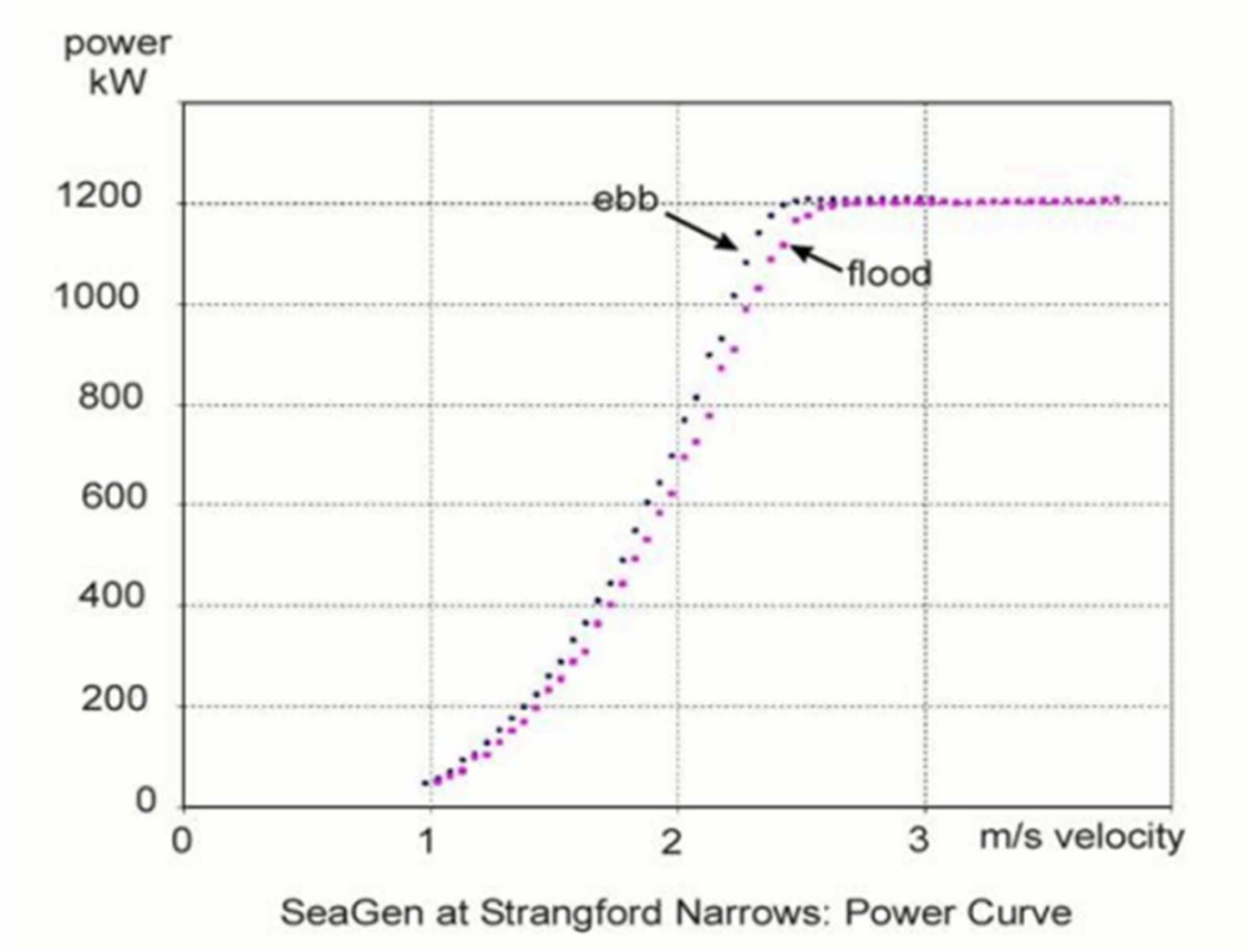
El instrumento más común para medir las corrientes es el **Acoustic Doppler Current Profiler** (**ADCP**) , que es similar a un sonar, mide las velocidades de la corriente a lo largo de un rango de profundidades usando el efecto Doppler.



Los ADCP pueden colocarse en el fondo marino o en un barco. Pueden estar en el mar muchos años si tiene conexión a la red, si no el factor limitante es su batería , que normalmente dura un mes. Es importante tener en cuenta los efectos magnéticos que pueden ocasionar algunos suelos que pueden distorsionar la medida.

# Conceptos Básicos - Corrientes

## La curva de potencia




SeaGen at Strangford Narrows: Power Curve

# Conceptos Básicos - Corrientes

Hay dos formas de aprovechar la energía de las corrientes:

- Explotar la subida y la bajada del nivel del mar, es decir **la energía potencial**

$$E = \tfrac{1}{2} A \rho g H^2$$

- H es la diferencia de altura entre la marea alta y la marea baja,
- A es el área de las compuertas de la presa
- ρ densidad del agua
- g aceleración de la gravedad

- Explotar la **energía cinética** del agua en movimiento

$$E = 1/2 C_p \rho A V^3$$

- ρ densidad del agua
- V velocidad de las corrientes
- A área de captura

# Distribución geográfica del recurso - Corrientes

**La energía de las corrientes tiene un gran potencial teórico de 800 TWh/año**



Fuente: IHS – EER Global Ocean Energy Markets and Strategies

**Destacan UK, Irlanda, Francia, Norte América, Norte de Australia, Corea del Sur, Chile y Rusia. No obstante el recurso de la corrientes es menos conocido debido a la escasez de instrumentación instalada para estimarlo.**

# Energía de Gradiente Salino

# Conceptos Básicos – Gradiente Salino

- El proceso de ósmosis normal o también llamada directa, representa la respuesta natural que se produce cuando dos recipientes con soluciones a diferentes concentraciones se ponen en contacto por medio de una membrana semipermeable.
- El flujo osmótico se origina del recipiente de solución diluida al recipiente de solución concentrada (diagrama a, figura 1). Es un proceso espontáneo para llevar el sistema a su estado de equilibrio. Ello ocurre cuando el flujo osmótico eleva una columna de líquido sobre la solución concentrada, cuyo peso produce la presión osmótica de equilibrio (diagrama b, figura 1).

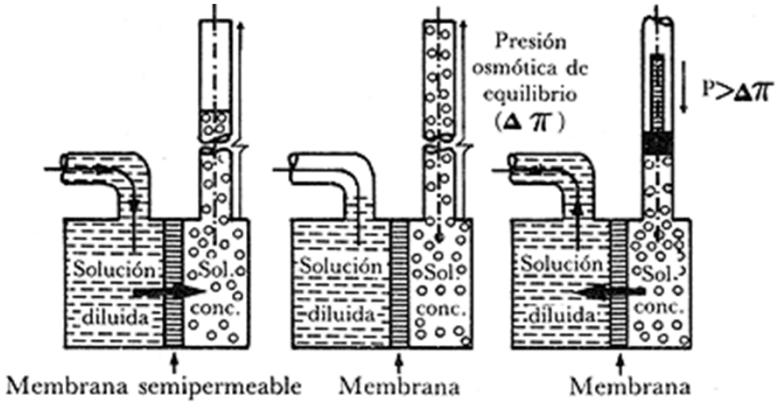



Diagrama (a)

Señala la dirección del flujo osmótico —proceso espontáneo—

Diagrama (b)

La columna sobre la solución concentrada en equilibrio produce una diferencia de presión osmótica, dada por (Δ π)

Diagrama (c)

Ósmosis inversas producidas por las aplicaciones de un exceso de presión sobre la solución concentrada —proceso irreversible—

# Energía OTEC

# Conceptos Básicos – OTEC

**Ocean Thermal Energy Conversion** (*OTEC*) utiliza la diferencia de temperatura entre el agua en superficie, más cálida y el agua en las profundidades más fría para accionar a través usualmente de un ciclo Rankine con una turbina de baja presión producir electricidad.

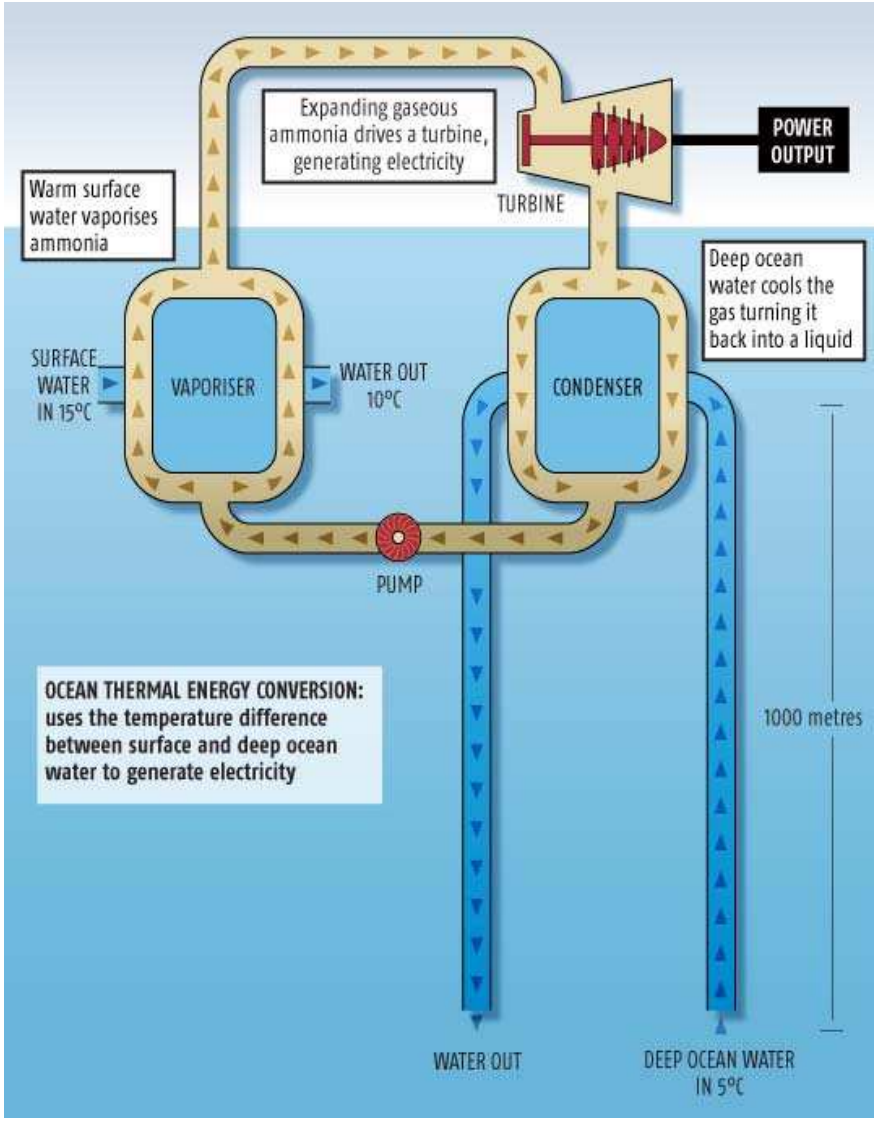
El fluido de intercambio de calor suele ser un refrigerante tipo amoniaco o R-134. Los sistemas de ciclo abierto usan al vapor del agua de mar como fluido de trabajo.

Un uso alternativo del OTEC es la producción de agua desaliizada

El gran inconveniente del OTEC es que requiere de una gran infraestructura para obtener grandes cantidades de agua fría del fondo marino y llevarla a la superficie, por lo que implica grandes inversiones. La ventaja es que genera electricidad de base, dado que el intercambio de calor se puede hacer de forma continuada.

# Conceptos Básicos - OTEC

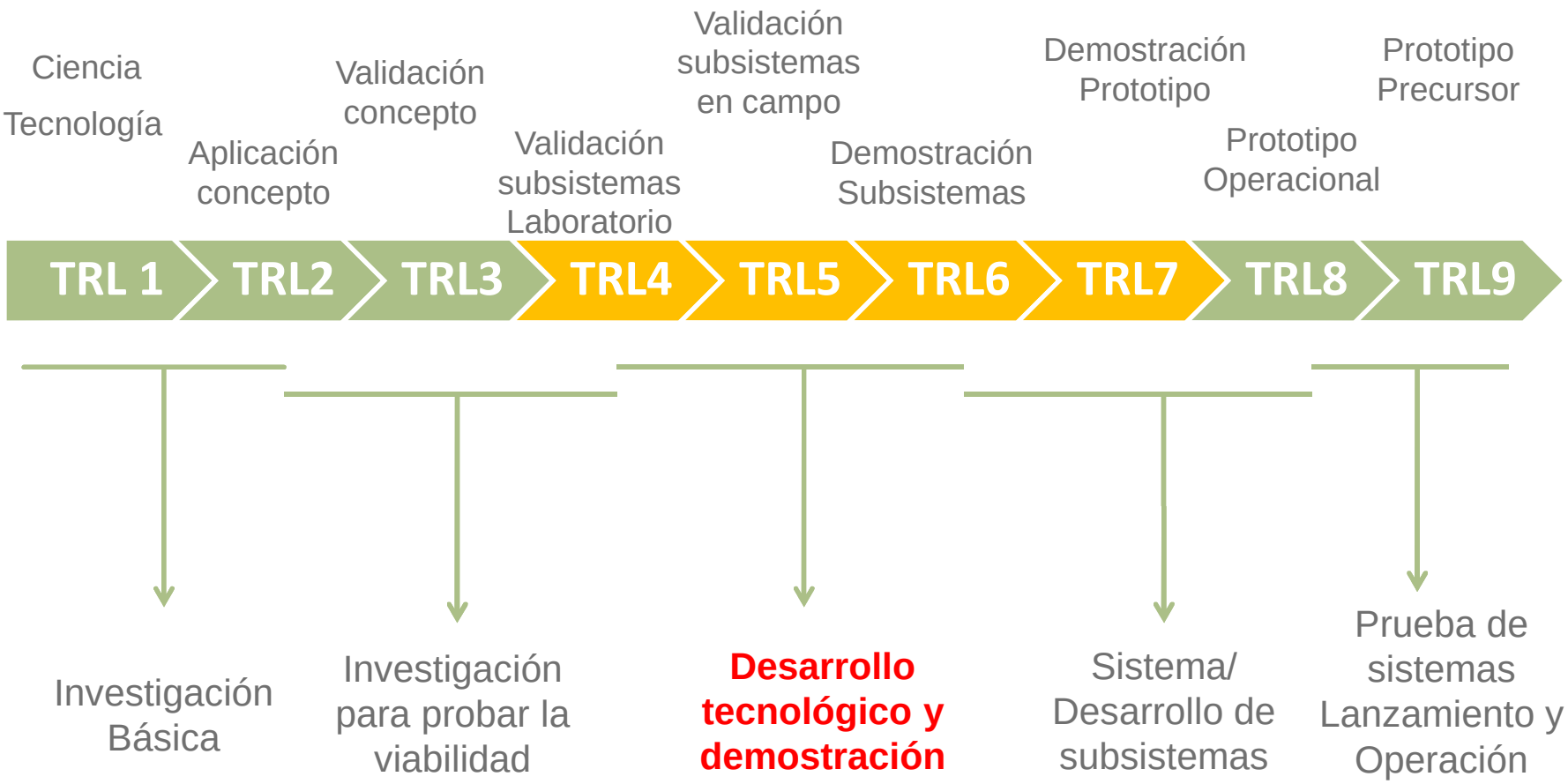
El agua caliente de la superficie es bombeada a través de intercambiadores de calor para que provoquen la evaporación de un fluido de trabajo. Que posteriormente es turbinado. El vapor es enfriado con agua del fondo marino y el fluido de trabajo es devuelto al evaporador dónde vuelve a ser evaporado.



# Índice


1. Energías marinas
2. **Dispositivos de Energía de las Olas**
3. Dispositivos de Energía de las Mareas
4. Dispositivos de Gradiente Salino
5. Iberdrola y las Energías Marinas
6. Conclusiones

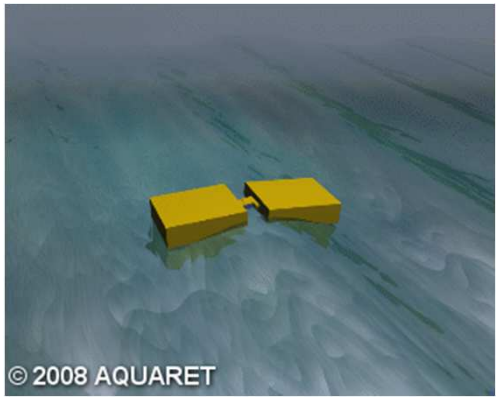
# Technology Readiness Levels (TRL)




Los TRL no tienen en cuenta los **costes**

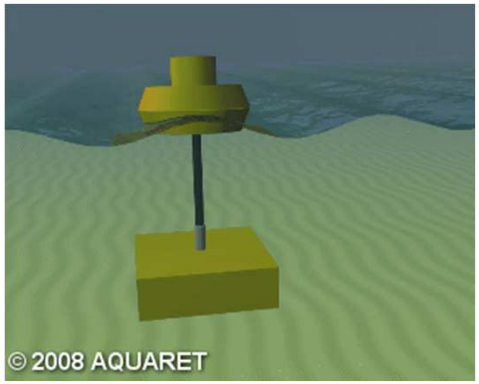
# Tipos de captadores

## ATENUADOR




Dispositivo flotante que opera en paralelo a la dirección de las olas. Capta energía del movimiento relativo de los brazos al pasar las olas.

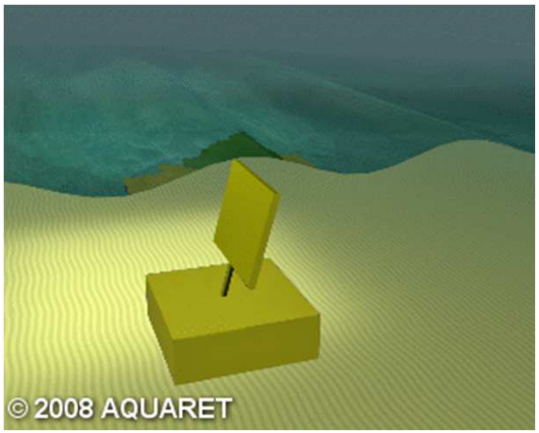
## ABSORBEDOR PUNTUAL




Estructura flotante que absorbe energía de todas las direcciones a través del movimiento en la superficie del agua. Convierte el movimiento relativo entre la boya y la base en energía eléctrica. El power take off system puede tomar múltiples variantes (mecánico, hidráulico, eléctrico…).

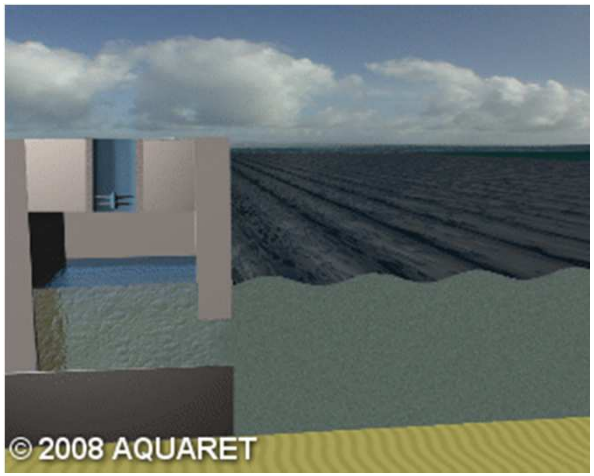
# Tipos de captadores

## CONVERTIDORES OSCILANTES TIPO SURGE




Este tipo de dispositivos extrae la energía del "surge" de las olas y el movimiento de las partículas dentro de las mismas. El brazo oscila como un péndulo.

## OSCILATING WATER COLUMN




Estructura parcialmente sumergida, con una cavidad y abierta en la parte superior. La cavidad alberga una columna de aire sobre una columna de agua. Las olas ocasionan la subida y la bajada de la columna de agua que a su vez provoca la compresión y descompresión de la columna de aire.. Este aire atraviesa una turbina que suele ser capaz de rotar independientemente de la dirección del aire de entrada.

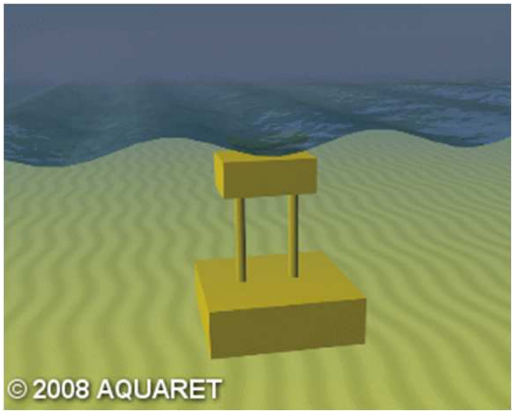
# Tipos de captadores

## CONVERTIDORES OVERTOPPING




Este tipo de dispositivos capturan el agua cuando las olas rompen en un gran deposito de almacenamiento. El agua es devuelta al mar pasando por una turbina convencional .

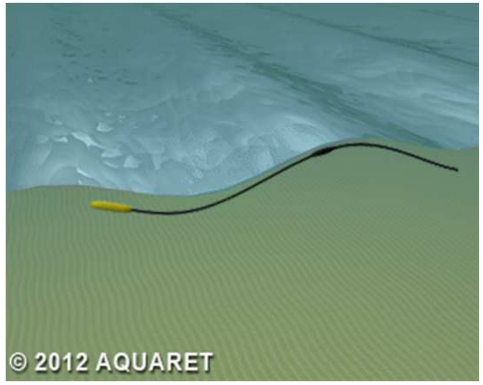
## DISPOSITIVOS SUMERGIDOS (Presión Diferencial)




Típicamente localizados cerca de la costa y anclados al suelo. El movimiento de las olas hace que el nivel del agua baje y suba por encima del dispositivo, provocando una diferencia de presiones en el mismo. Este diferencial de presiones es aprovechado para bombear un fluido y generar electricidad .

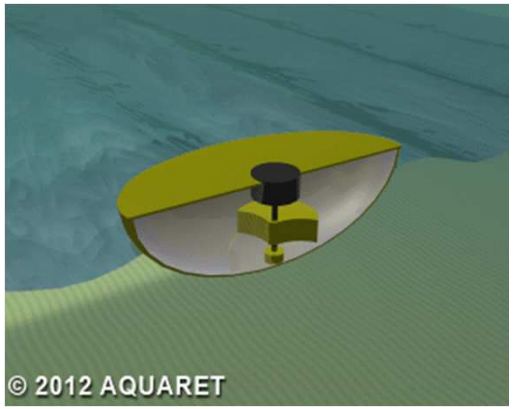
# Tipos de captadores

## TECNOLOGIA BULGE WAVE




Consiste en un tubo de goma relleno de agua y fondeado al suelo. El agua entra por la popa y las olas generan variaciones de presiones generando una “protuberancia”. Al avanzar la protuberancia a través del tubo crece y reúne energía para accionar una turbina localizada en la poa del dispositivo , dónde el agua vuelve al mar.

## DISPOSITIVOS SUMERGIDOS (Presión Diferencial)




Se utilizan dos formas de rotación para capturar energía del movimiento de arfada y balanceo. Este movimiento acciona un giróscopo que a su vez está acoplado a un generador eléctrico.

# Dispositivos Existentes

## PELAMIS WAVE POWER P2 (Atenuador)



**Grado de desarrollo**

TRL 7
En desarrollo el P2e

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| 1:7 | Firth of Forth, UK | Emplazamiento abrigado | | 2001 |
| P1 | EMEC | Test site | 0,75 | 2004 |
| P1 | Aguçadoura (Portugal) | Mar abierto | 3 x 0,75 | 2008 |
| P2 | EMEC | Test site | 0,75 | 2010 |
| P2 | EMEC | Test site | 0,75 | 2012 |

# Dispositivos Existentes

## OCEAN POWER TECHNOLOGIES (Absorbedor Puntual)



**Grado de desarrollo**

TRL 6

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| PB40 | NJ Trials, US | Emplaz. abrigado | 0,04 | 2005 |
| PB 40 | Santoña, España | Mar abierto | 0,04 | 2008 |
| PB40 | Kaneohe Bay, Hawaii | Mar abierto | 0,04 | 2009 |
| PB150 | Inverness, Escocia | Mar abierto | 0,15 | 2011 |

# Dispositivos Existentes

## AQUAMARINE POWER (Convertidores oscilantes tipo surge)



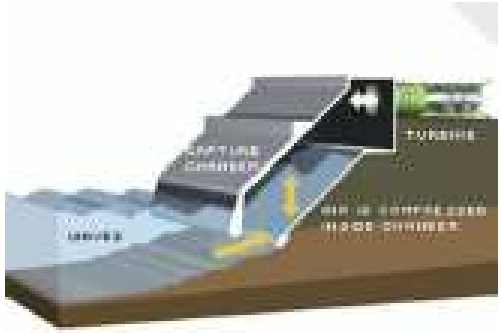
**Grado de desarrollo**

TRL 7

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| Oyster 315 | EMEC | Test site | 0,315 | 2009 |
| Oyster 800 | EMEC | Test site | 0,8 | 2011 |

# Dispositivos Existentes

- **VOITH HYDRO WAVEGEN (Oscillating Water Column)**





**Grado de desarrollo**

TRL 7

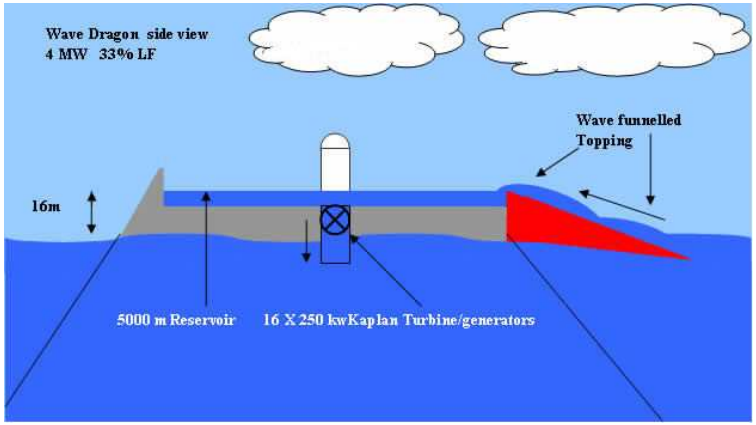
| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| Islay Prototype | Islay, UK | Mar (nearshore) | 0,075 | 1991 |
| LIMPET OWC | Islay, UK | Mar (nearshore) | 0,5 | 2000 |
| Mutriku OWC | Mutriku, Spain | Mar (nearshore) | 0,296 | 2010 |

# Dispositivos Existentes

## WAVEDRAGON (Overtopping Devices)

### Grado de desarrollo

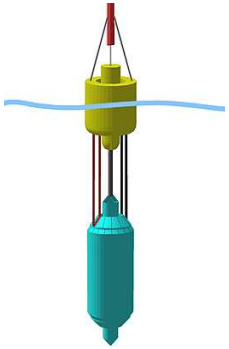
TRL 6






| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| TECNOLOGIA | LOCALIZACIÓN | EMPLAZAMIENTO | MW | AÑO |
| | Nissum Bredning, Dinamarca | Test site | 7 | 2003-2008 |

# Dispositivos Existentes

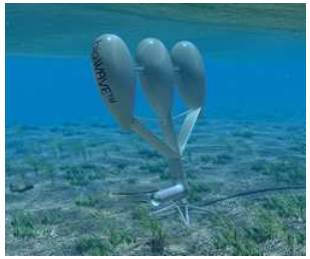




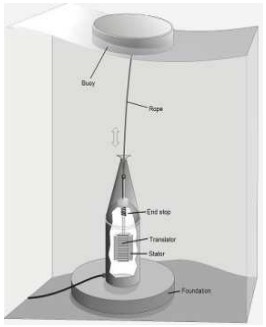












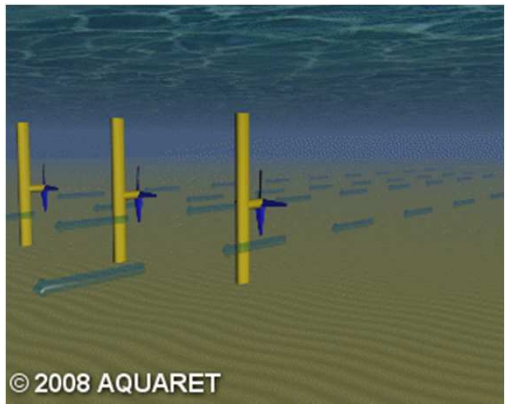



# Índice


1. Energías marinas
2. Dispositivos de Energía de las Olas
3. Dispositivos de Energía de las Corrientes y las Mareas
4. Dispositivos de Gradiente Salino
5. Dispositivos OTEC
6. Iberdrola y las Energías Marinas
7. Conclusiones

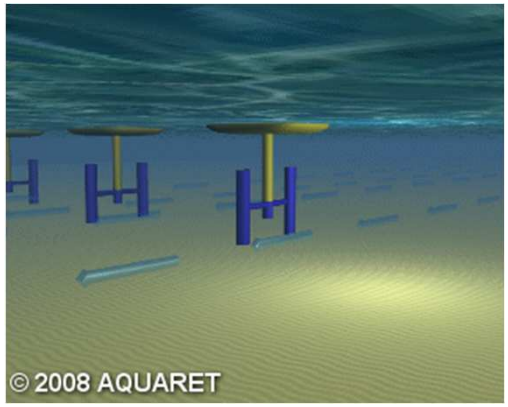
# Tipos de captadores

## TURBINAS DE EJE HORIZONTAL




Las turbinas de eje horizontal extraen la energía de forma similar a las turbinas de viento. La corriente provoca el giro de rotor alrededor de su eje horizontal lo que permite generar la electricidad.

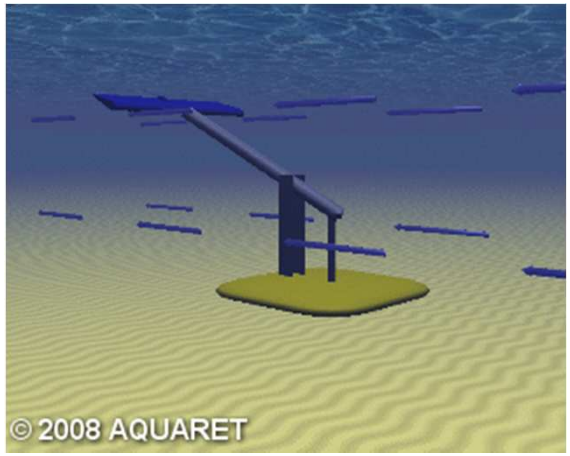
## TURBINAS DE EJE VERTICAL




Extraen la energía de forma similar a las turbinas de eje vertical con la única diferencia que la turbina está montada sobre un eje vertical. La corriente provoca el giro del rotor alrededor del eje vertical lo que permite generar electricidad.

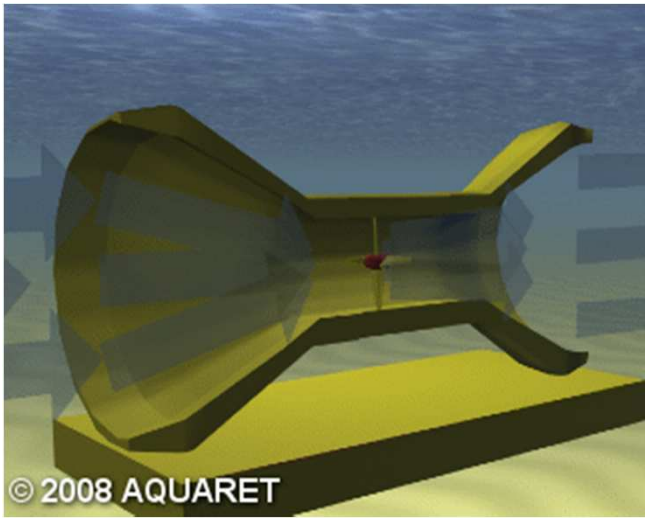
# Tipos de captadores

## “RECIPROCATING HYDROFOILS”




Un perfil aerodinámico o ala está conectado a un brazo móvil. La corriente que circula provoca el movimiento ascendente y descendente de este ala.. Este movimiento acciona el sistema hidráulico que permite generar electricidad.

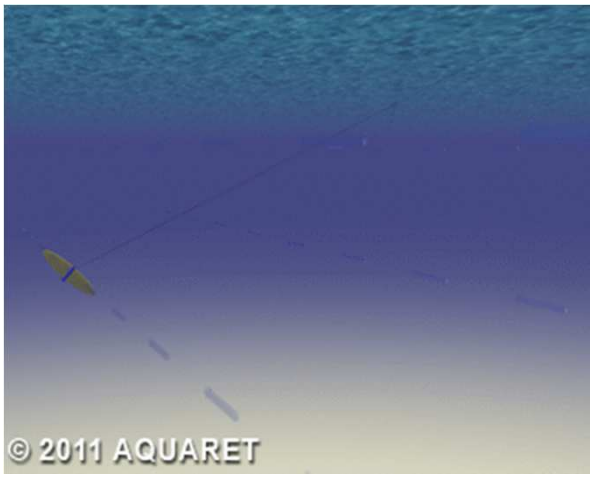
## DISPOSITIVOS DE EFECTO VENTURI




Los dispositivos de efecto Venturi alojan el sistema de captación de potencia en el interior de un conducto que concentra la corriente que pasa a través de la turbina. El dispositivo se encuentra totalmente sumergido.

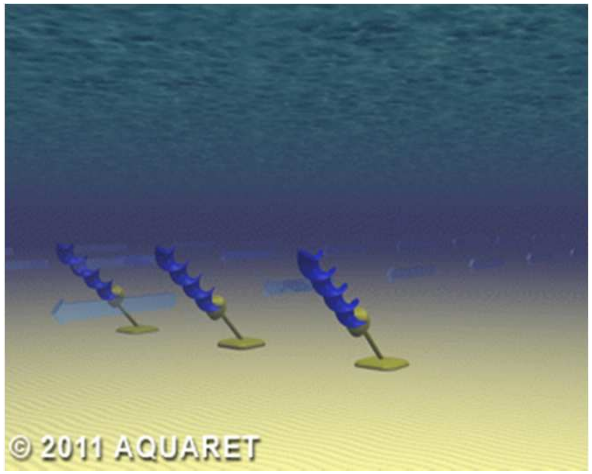
# Tipos de captadores

## DISPOSITIVOS TIPO COMENTA




Una comenta está unida al fondo marino mediante un tendón y lleva una turbina debajo de sus alas. La cometa “vuela” en la corriente haciendo ochos, movimiento que después se transforma en rotacional para accionar un generador o sistema hidráulico.

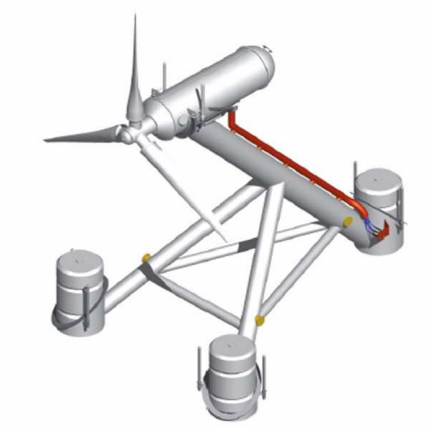
## DISPOSITIVOS DE TORNILLO SINFÍN




El tornillo Arquímedes es un dispositivo en forma de tirabuzón (una superficie helicoidal alrededor de un eje cilíndrico). El dispositivo obtiene energía de las corrientes cuando el agua provoca el giro del eje.

# Dispositivos Existentes

## ANDRITZ HYDRO HAMMERFEST



**Grado de desarrollo**

TRL 8

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| HS 300 | Kvalsund I (NO) | Test site | 0,3 | 2003-2009 |
| HS 300 | Kvalsund I (NO) | Test site | 0,3 | 2009 |
| HS 1000 | EMEC (UK) | Test site | 1 | 2012-hasta ahora |

# Dispositivos Existentes

## ALSTOM (TGL)



**Grado de desarrollo**

TRL 8

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| 500 kW | EMEC (UK) | Test site | 0,5 | 2010 |
| 1 MW | EMEC (UK) | Test site | 1 | 2013 |
| 1 MW | EMEC (UK) | To be defied | 4-10 | 2014-2016 |

# Dispositivos Existentes

## Marine Current Turbies – MCT (SIEMENS)



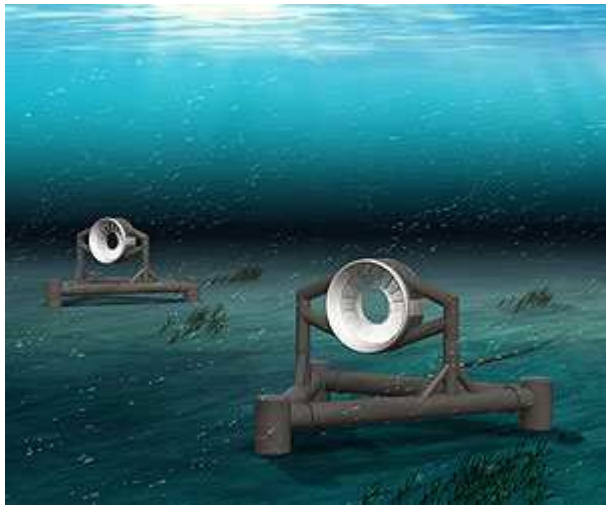
**Grado de desarrollo**

TRL 8

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| Sea Flow | Lynmouth (England) | Test site | 0,3 | 2003 |
| SeaGen S | Strangford (North Ireland) | Test Site | 1,2 | 2008 |
| SeaGen U | To be defined | Test Site or FORCE | ¿ 1,2 ? | To be defined |

# Dispositivos Existentes

## OPENHYDRO (DCNS)



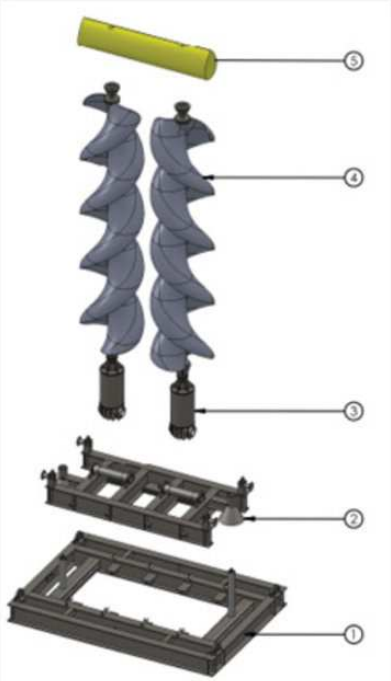
**Grado de desarrollo**

TRL 8

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| Open-Ceter Turbine (OCT) | EMEC, UK | Test site | 0,25 | 2006-2007 |
| OCT | EMEC, UK | Test site | 0,25 | 2008 |
| OCT | FORCE (Canada) | Test site | 1 | 2009-2010 |

# Dispositivos Existentes

## FLUMILL





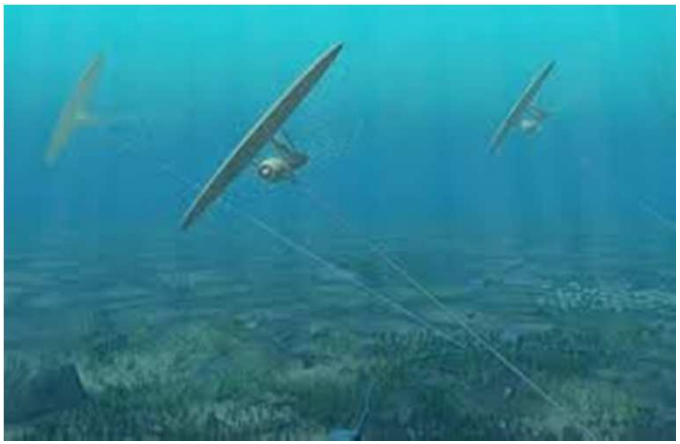

**Grado de desarrollo**

TRL 5

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| TECNOLOGIA | LOCALIZACIÓN | EMPLAZAMIENTO | MW | AÑO |
| FLUMILL | EMEC | Test site | | 2011-2012 |

# Dispositivos Existentes

## MINESTO



**Grado de desarrollo**

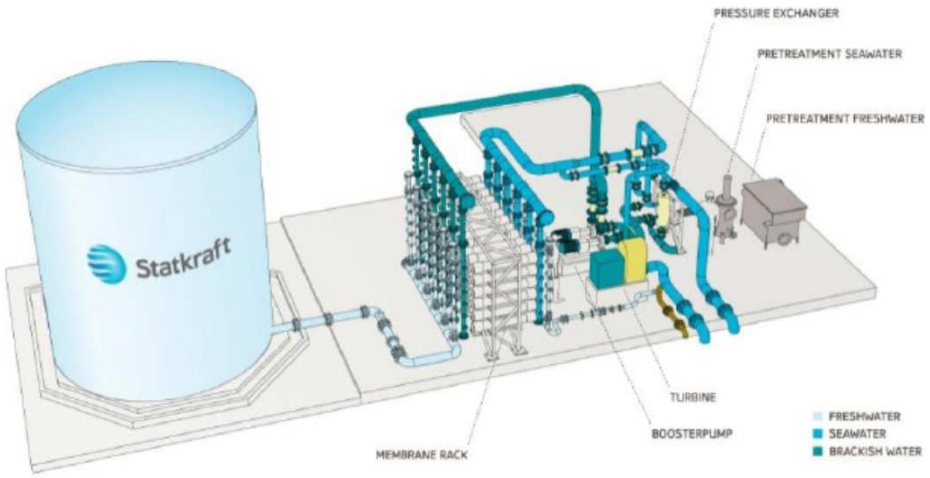
TRL 3

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| TECNOLOGIA | LOCALIZACIÓN | EMPLAZAMIENTO | MW | AÑO |
| DEEP GREEN | Strangford Lough (UK) | Mar abierto | Pruebas a escala (el modelo 1:1 sería 0,5 MW) | 2011/2012 |

# Índice


1. Energías marinas
2. Dispositivos de Energía de las Olas
3. Dispositivos de Energía de las Corrientes y las Mareas
4. **Dispositivos de Gradiente Salino**
5. Dispositivos OTEC
6. Iberdrola y las Energías Marinas
7. Conclusiones

# Dispositivos de gradiente salino




**Grado de desarrollo**

TRL 5

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **kW** | **AÑO** |
| Gradiente salino | Tofte (Noruega) | Test site (Statkfraft) | 1-2 (2000 $m^2$, 0,5-1 $W/m^2$) | 2009 |

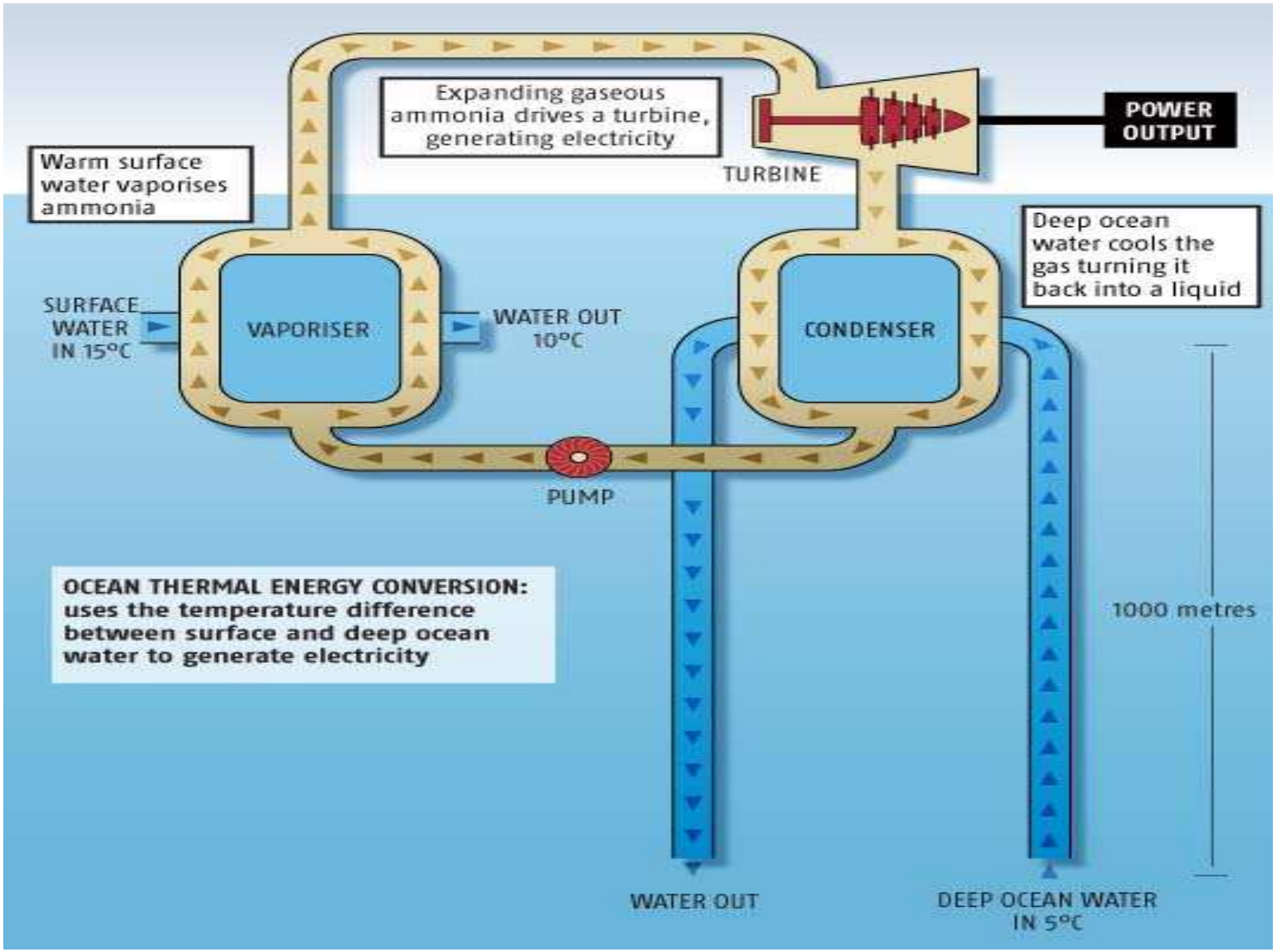
# Dispositivos de gradiente salino

- Los principales parámetros que caracterizan la eficiencia de la planta son:
  - Caudal que atraviesa la membrana
  - Consumo energético de la planta
  - Rendimiento de la turbina
- Los vectores de desarrollo de esta tecnología:
  - *Desarrollo de las membranas* En la actualidad el denominado “efecto de la membrana” (superficie de membrana necesaria para conseguir una determinada potencia) es de 3W/m² en laboratorio y menos de 1W/m² en la planta propiedad de Statkraft. Para que el gradiente salino fuera competitiva con otras tecnologías se tendría que conseguir un efecto membrana de 5 W/m²
  - *Mejora del intercambiador de presión.*
  - *Pretratamiento de agua*, ya que cuanto más pura es el agua se genera más electricidad debido a que la membrana:
    - Se encuentra en mejores condiciones por lo que existe una mayor área de trabajo.
    - La diferencia de concentración es mayor favoreciéndose la ósmosis.

# Índice


1. Energías marinas
2. Dispositivos de Energía de las Olas
3. Dispositivos de Energía de las Corrientes y las Mareas
4. Dispositivos de Gradiente Salino
5. **Dispositivos OTEC**
6. Iberdrola y las Energías Marinas
7. Conclusiones

# Conceptos Básicos - OTEC



# Dispositivos OTEC




**Grado de desarrollo**

TRL 5

| PROYECTOS | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **TECNOLOGIA** | **LOCALIZACIÓN** | **EMPLAZAMIENTO** | **MW** | **AÑO** |
| Heat Exchanger Test Facility | Natural Energy Laboratory of Hawaii | Test site | - | 2011 |
| OTEC | Tamil Nadu (India) | Lakshadweep Islands | 1 | 2013 |

http://www.financialexpress.com/news/story/84500

# Índice

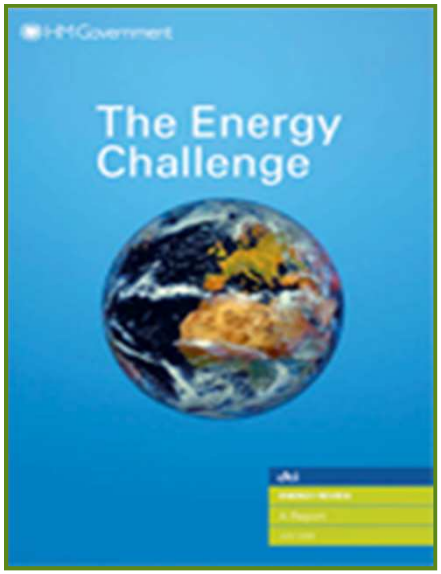

1. Energías marinas
2. Dispositivos de Energía de las Olas
3. Dispositivos de Energía de las Mareas
4. Dispositivos de Gradiente Salino
5. **Iberdrola y las Energías Marinas**
6. Conclusiones

# Why Marine Energy: Policies for Growth

IBERDROLA

## Proactive Government

- Highly engaged at EU, UK & Scottish levels




## Ambitious targets

- 15% renewable energy (UK)
- 100% renewable electricity (Scotland)

## Excellent renewables resources

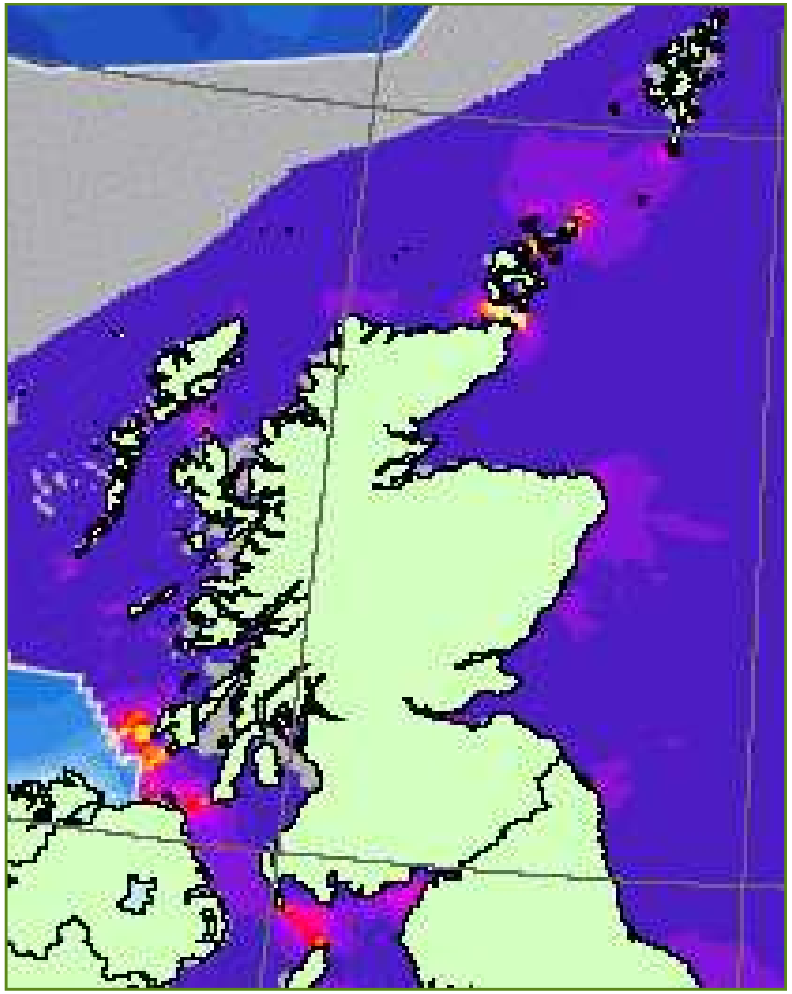
- Onshore wind
- Offshore wind
- **Wave**
- **Tidal**
- Biomass
- Hydro



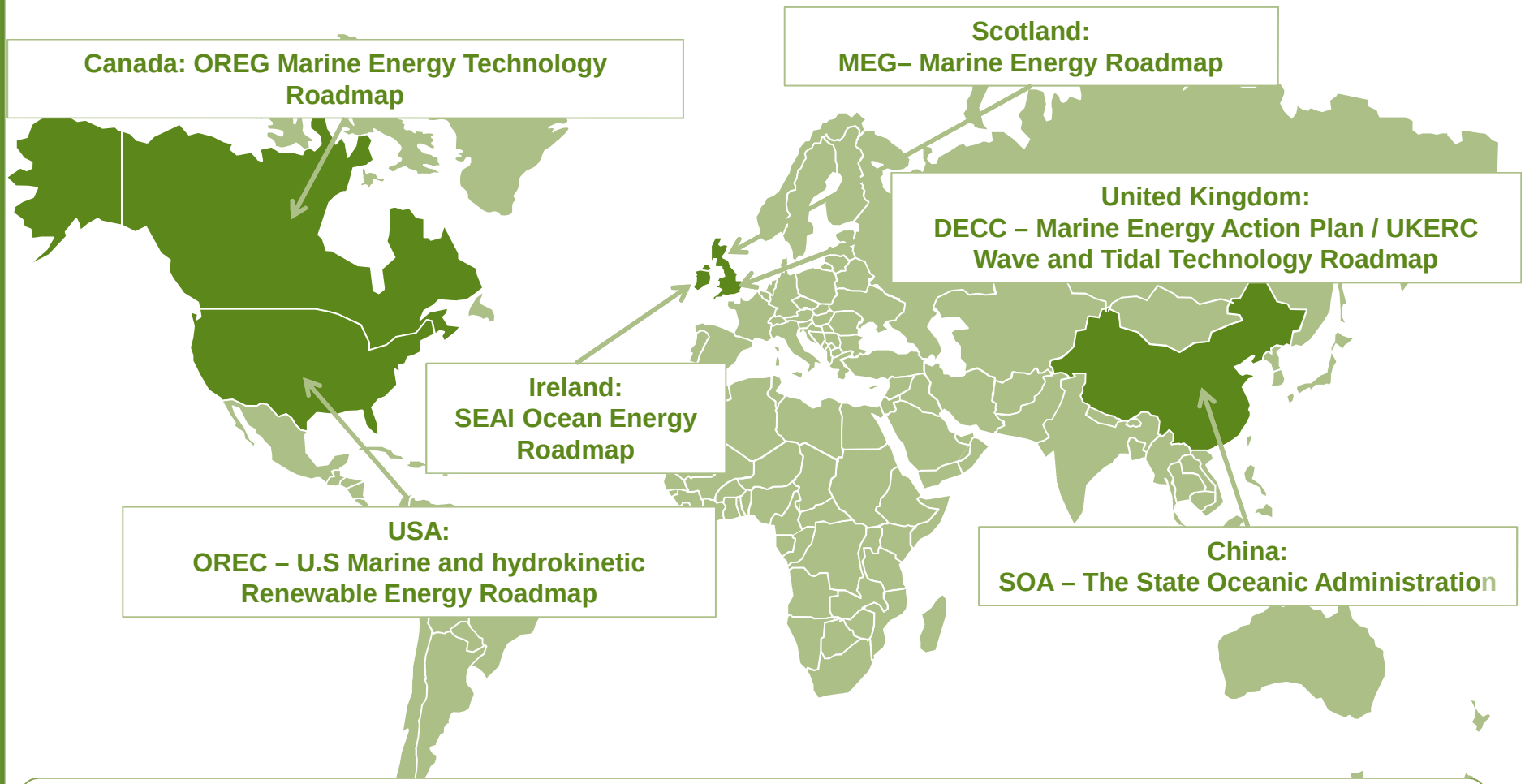
**Internationally regarded as excellent renewables investment location**

# Why Marine Energy: UK Leads the Way

- Very strong Government support
- Capital grants for early projects – WATES, MRPF, TSB, MEAD, MRCF etc.
- Revenue support – multiple ROC's
- Major commercial leasing programme (Pentland Firth & Orkney Waters)
- Progress with grid upgrades
- Saltire Prize - £10m to help stimulate development
- Leading companies are UK-based
- Synergies with existing sectors, esp. Oil & Gas



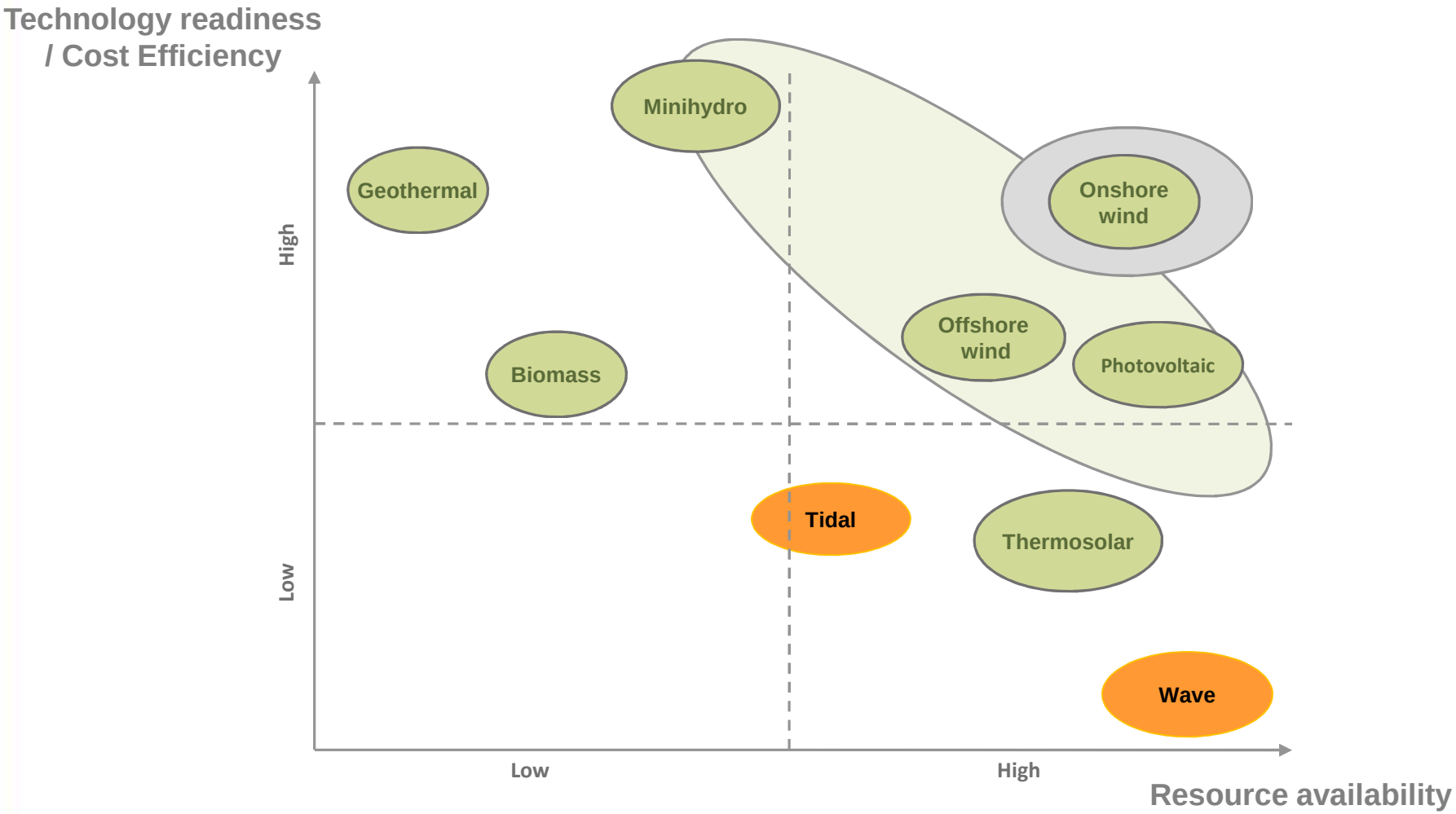
# Apoyo Gubernamental




Reino Unido, Irlanda, Canadá, Estados Unidos y China incluyen las energías marinas en sus planes y las apoyan activamente.

Source: Tecnalia (March 2012)

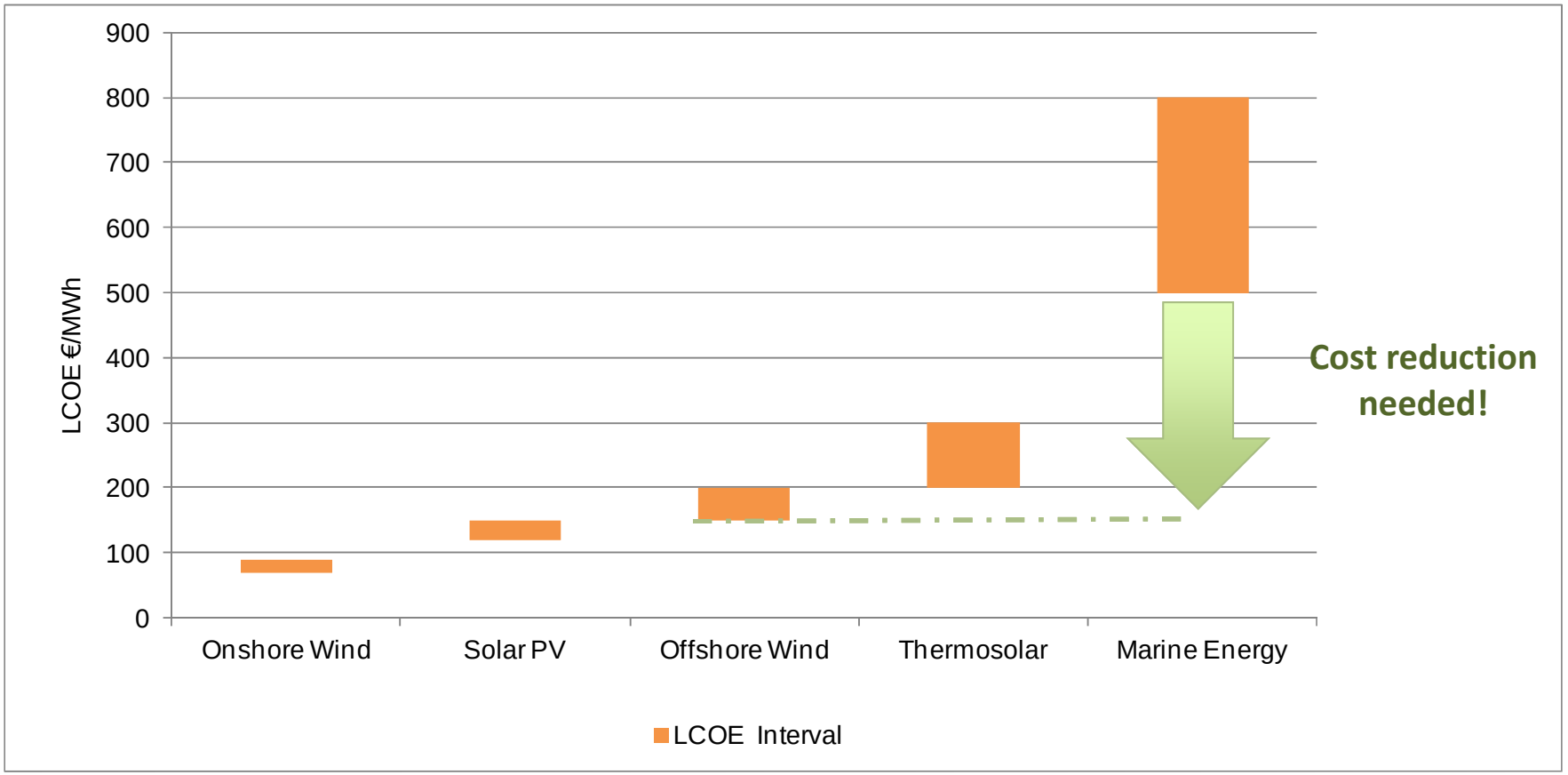
# Renewables Technology Comparison




Source: Iberdrola compilation

**High Potential: But not competitive/mature yet**

# Marine Energy LCOE




Source: Iberdrola compilation

**Today Marine Energy considered…..R&D**

# IBERDROLA and the R&D effort

| | |
|---|---|
| **Best in Class R&D Management** | • Common model in all business units<br>• Collaboration with technology providers<br>• High quality R&D management (UNE 166.000 Standards)<br>• Culture for innovation including creativity training for employees<br>• Innovative structure for Technology Monitoring |
| **Development of IBERDROLA R&D Strategic Areas** | • 150 R&D projects portfolio<br>• Covering conventional and renewable generation, energy distribution, electrical engineering and construction, control systems and telecommunications (Smart grids) |
| **IBERDROLA Renewables R&D** | • Assets efficiency<br>• Development of new generating technologies |

**A MAJOR WORLD PLAYER IN R&D AND INNOVATION IN THE UTILITY SECTOR**
**(225 M€ for 2008-2010 / 400 M€ for 2008-2012)**

# Investment through PERSEO

**PERSEO**

Venture capital programme to invest in innovative and disruptive renewable energy generation technologies and other technologies that reduce the environmental impact of existing generation systems.

**PERSEO´S TECHNOLOGICAL LINES**

- Marine Energy
- Solar Energy (PV & Thermoelectric)
- Energy Efficiency
- $CO_2$ capture
- Other technologies aimed at the production and distribution of clean electrical energy.

# Marine Energy European Test Sites



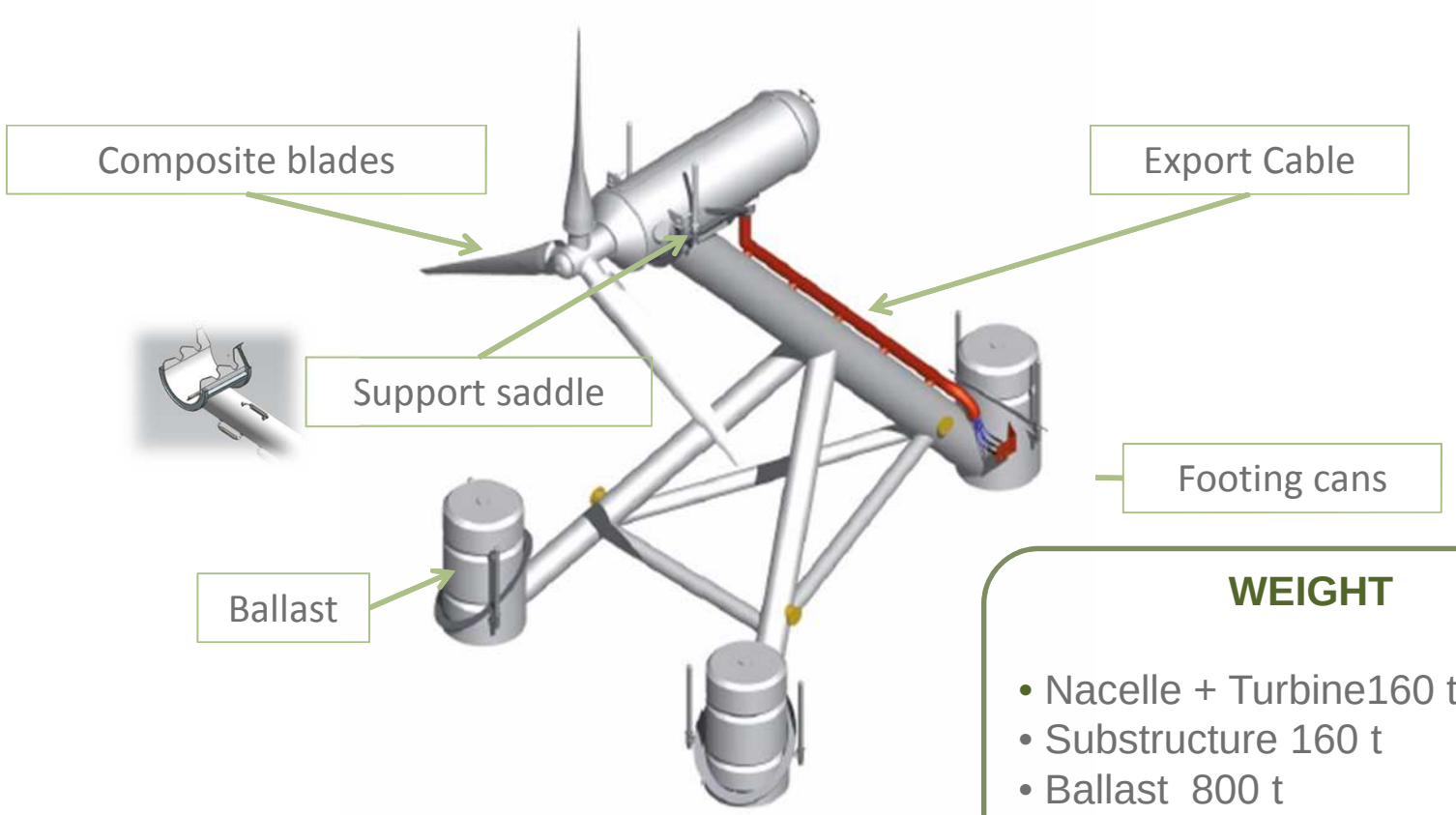
# Mitigating Iberdrolas's Business Risks in the Marine Energy Sector

1. **Working directly with Technology Developers**
   - ANDRITZ HYDRO Hammerfest – HS1000 1MW (tidal)
   - PWP – Pelamis P2 (wave)
2. **Promoting demonstration devices & projects at full scale (0.75MW – 10MW)**
   - Maximising the learning benefit
   - Supporting industry development including other devices and projects
3. **Assessing the marine resource and key constraints**
   - Understand the difficulties, complexities, uncertainties & the opportunity
4. **Helping shape marine policy**
   - Ensure a sustainable and viable sector for job creation & energy security
5. **Developing large-scale projects to support UK renewable targets**
   - Projects under development in the Pentland Firth & Orkney Waters

# Testing HS 1000 at EMEC

# Andritz Hydro Hammerfest (AHH) – Tidal Energy

• In the field of Tidal Energy we are working with HS 1000 technology which has been developed by AHH.
• The big industrial group, ANDRITZ is owner of the majority of AHH (55,4 %). Iberdrola owns a minority stake ( 11,4%)



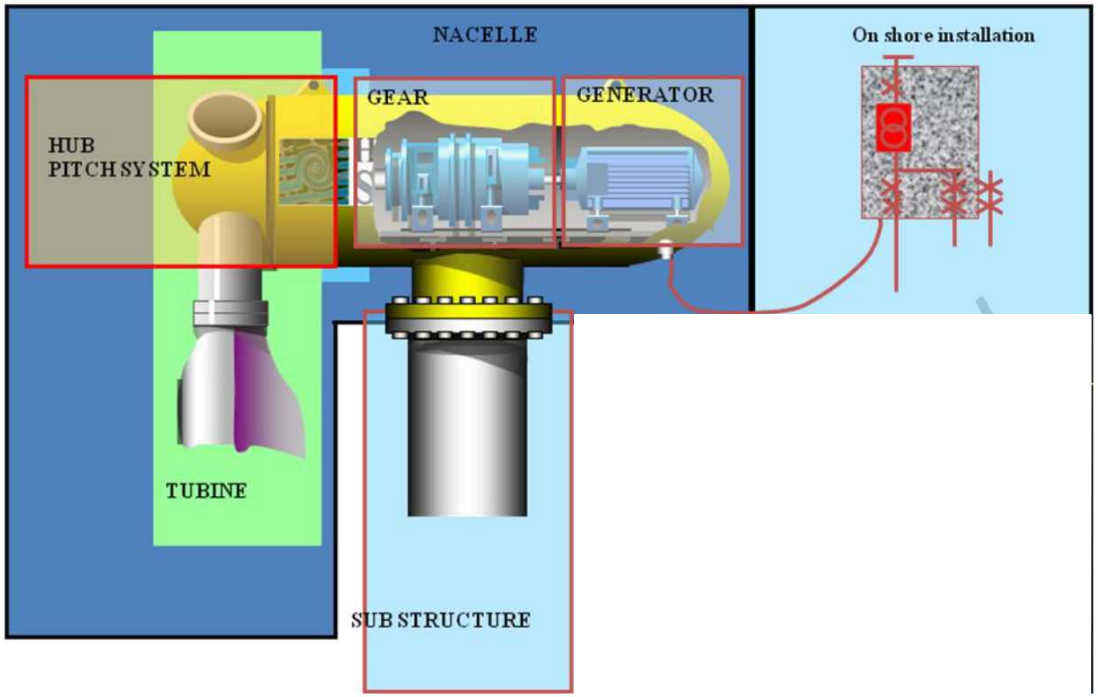

**WEIGHT**

- Nacelle + Turbine160 t
- Substructure 160 t
- Ballast 800 t

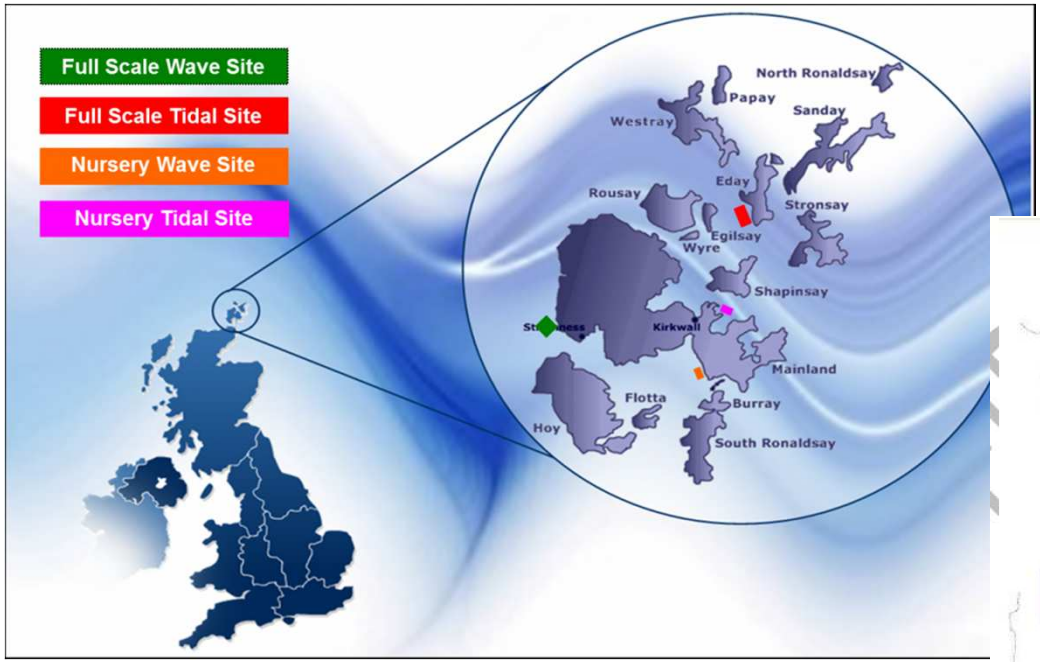
# Andritz Hydro Hammerfest (AHH) – Tidal Energy

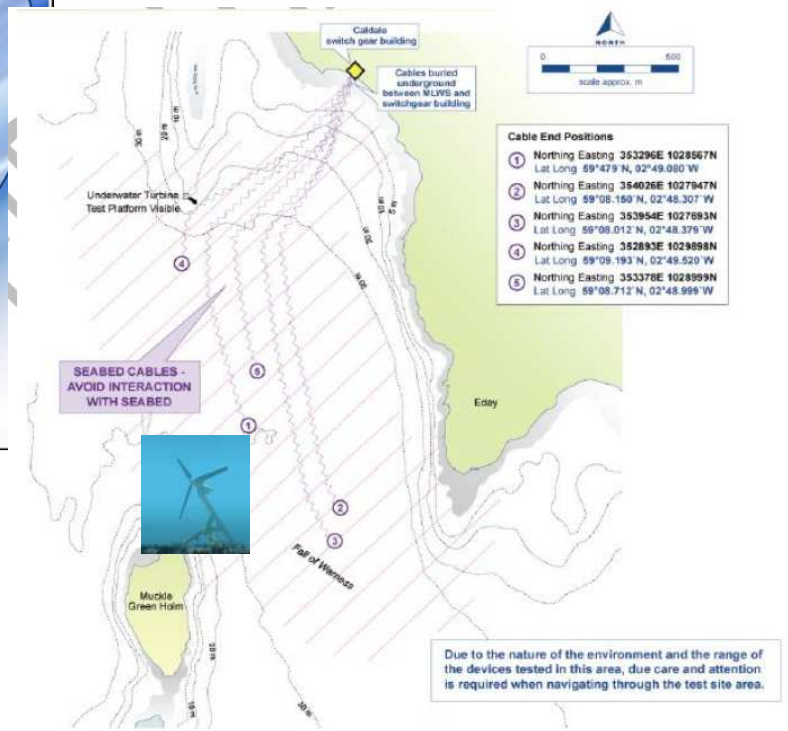
## BASIC DATA

- Rated power 1 MW
- Rotor diameter 21 meters
- Water depth 50 metros aprox.
- Life time 25 years
- Maintenance 5 years
- Control variable pitch, variable speed, no yaw.



# Andritz Hydro Hammerfest (AHH) – Tidal Energy




• HS 1000 is installed at the European Marine Energy Centre (EMEC), Orkney Islands, Scotland. The cable (cable 1) is approximately 3500 meters long and is terminated in water around 50 meters deep using a dry type connector.

# HS1000 - Fabrication & Installation



Sub transported from Arnish to EMEC. OIG GIANT II  179 m length 26 m beam 6 m draught



Nacelle transported from Austria to Bremerhaven by train



Blades fitted to nacelle at Bremerhaven

**DP2 Vessel used throughout. Smaller vessels targeted for Islay**

# HS 1000 Testing at EMEC

## Installation





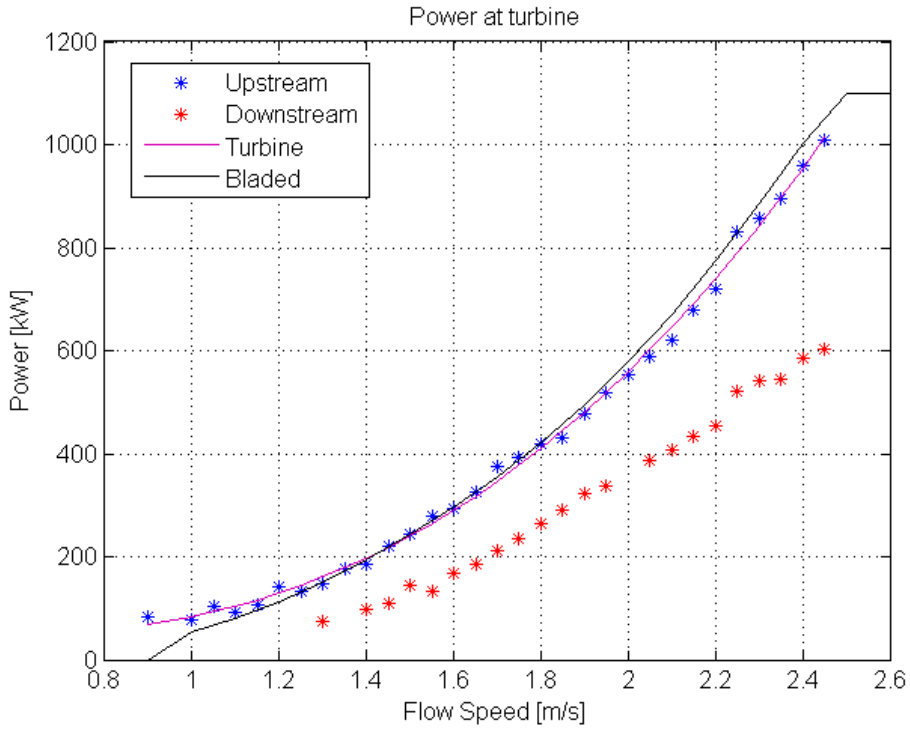




Substructure installation 21/11/2011

Nacelle instalation 26/12/2011

# EMEC Commissioning and Operation




Design tool validated for Mk1

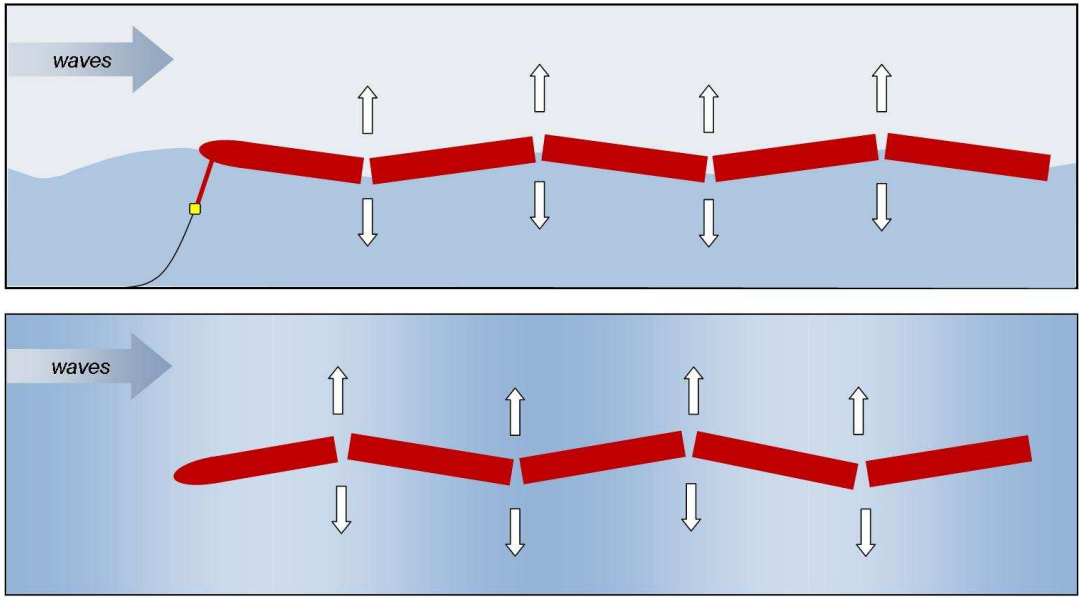
Downstream output significantly lower than upstream output.

Independent Power  Assessment carried out by EMEC following BERR 2009

# Testing P2 at EMEC

# Pelamis Wave Power – Wave Energy

- In the field of Wave Energy, we are working with P2 technology which has been developed by Pelamis Wave Power (PWP).
- PWP has achieved, with its preliminary P1 technology (750 kW) to be:
  - the world first export of electricity from an offshore wave energy converter on onshore grid network
  - the company which supplied and commissioned the world´s first multiple machine wave farm.

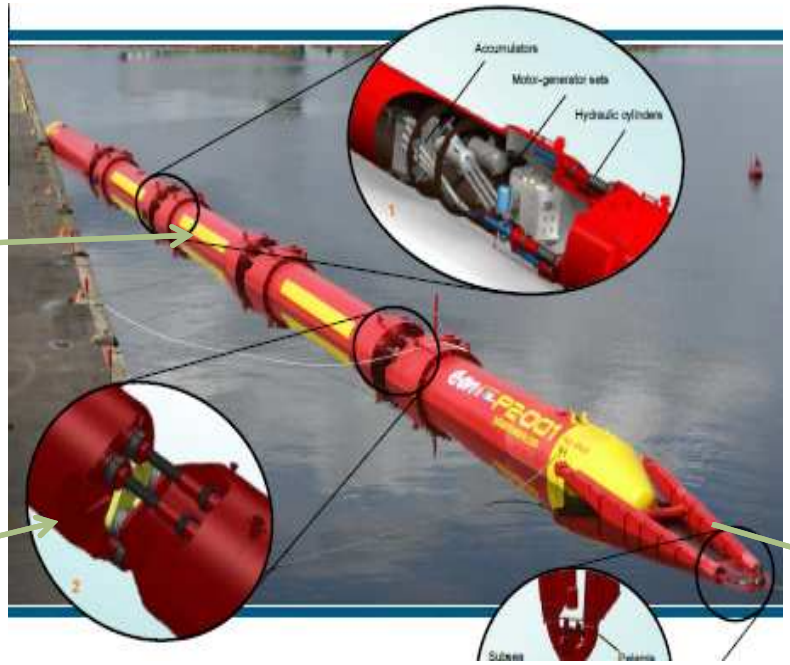


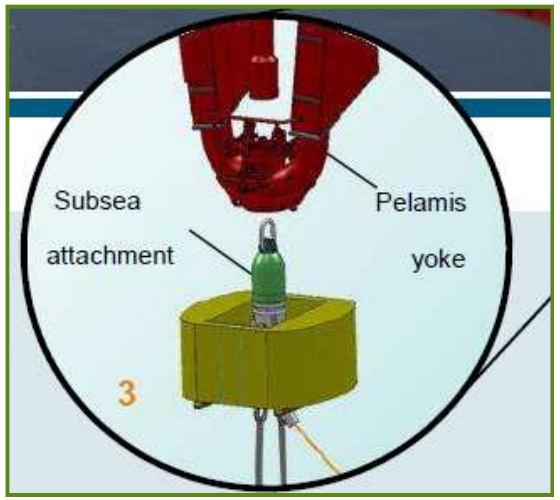
# Pelamis Wave Power – Wave Energy

IBERDROLA

## BASIC DATA

- Rated Power 750 kW
- Length 180 meters
- Diameter 4 meters
- Depth 50 meters approx.
- Weight 1300 tons (approx. 50% of ballast)
- Tug used for transportation
- Low cost & quick installation method (less than 1 hour) thanks to the yoke system design.



# Pelamis Wave Power – Wave Energy



Assembly facilities at Edinburg



Bearings



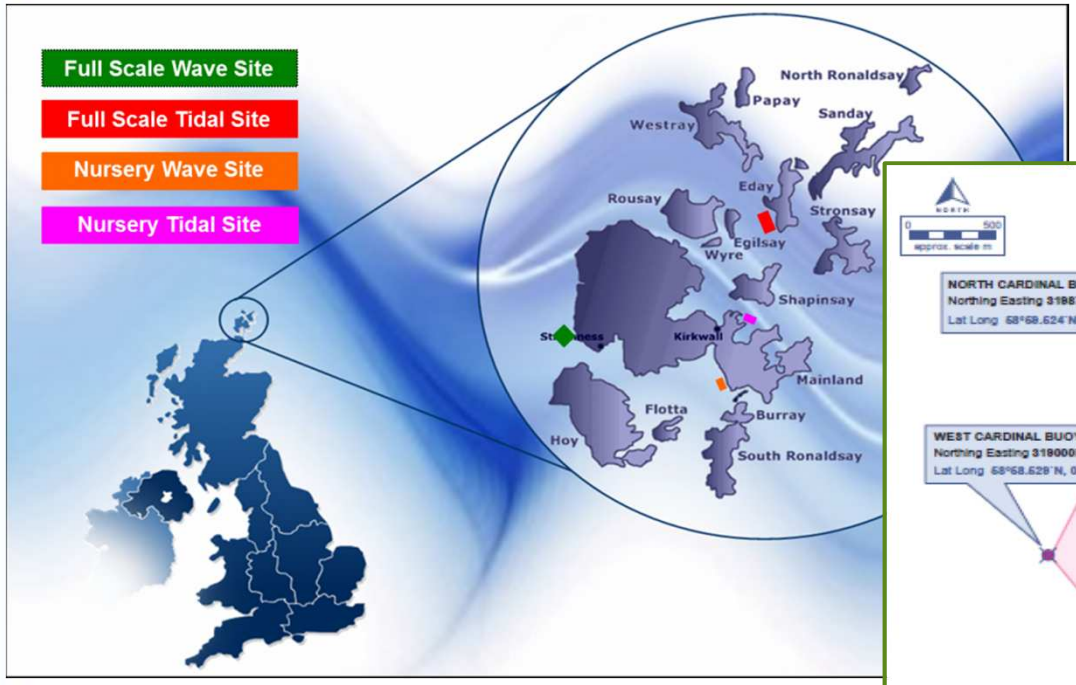
Yoke (EON y SPR)

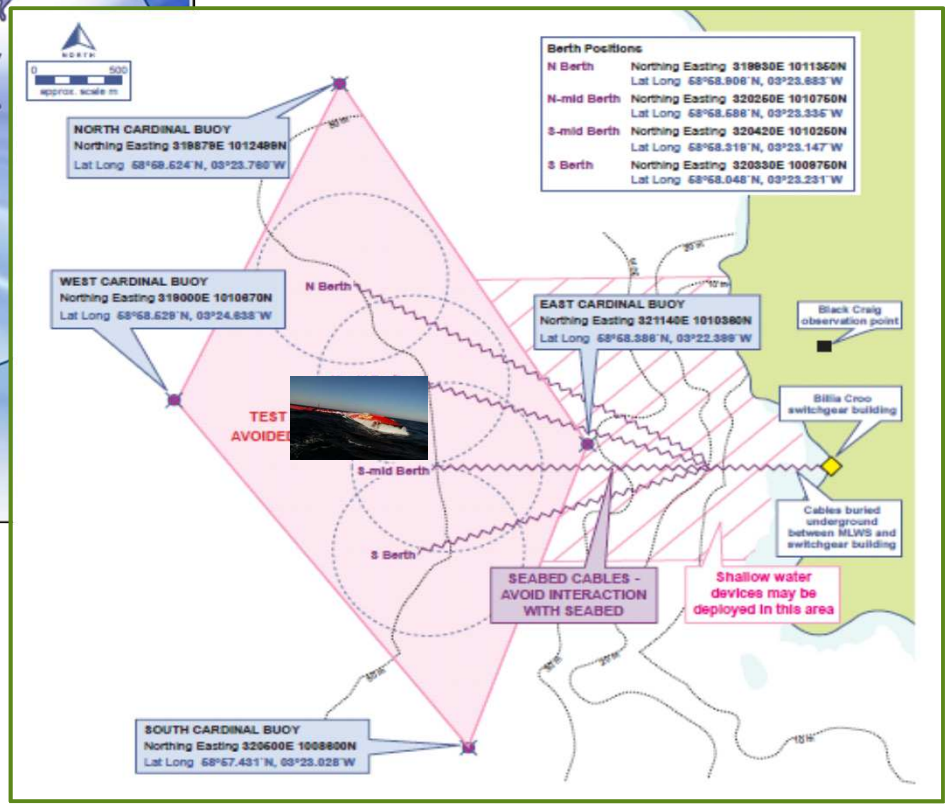


Hydraulic Cylinders

# Pelamis Wave Power – Wave Energy

- P2 was installed in May 2012 at the European Marine Energy Centre (EMEC), Orkney Islands, Scotland at its mid north berth in the frame of a collaborative project with EON, named Orcadian.
- This project has received an important support from the Scottish government.




Gradual progression through sea-states to stage risk

# Pelamis Wave Power – Wave Energy



Tug used for transport, sea trials and O&M



Transport Edinburg – Orkney Islands (fully assembled)



Sea Trials during transport



Pelamis moored at Lyness (Orkney Islands EMEC)



SPR P2 in operation



SPR and EON P2

# Our Marine Initiatives

# Building internal expertise

Working closely with technology developers

Collaborating with other operators

Utilising test sites

Local Engagement and policy support

Key Marine challenges

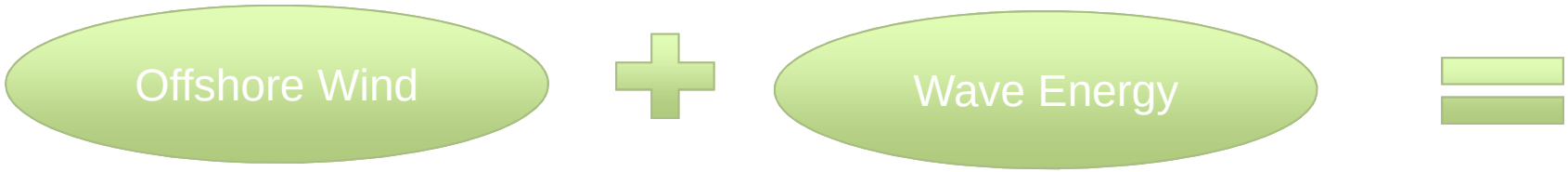
1. Survivability
2. Cost Reduction
3. Power Performance
4. O&M
5. Installation risks and costs
6. Health & Safety
7. Array optimization
8. Environmental impacts

# Taking advantages of synergies between Marine Energy and Offshore Wind

IBERDROLA

## SINERGIES

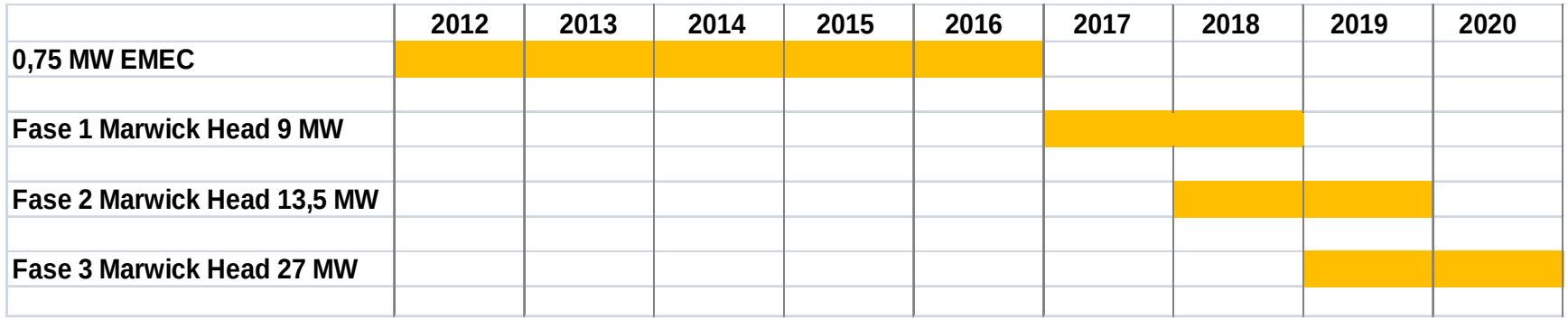
- Met ocean conditions analysis
- Installation methods – O&M cycles
- Safety and transfer of staff
- Environmental Impacts and monitoring
- Experience gained in project management
- Financing for the high risk profile



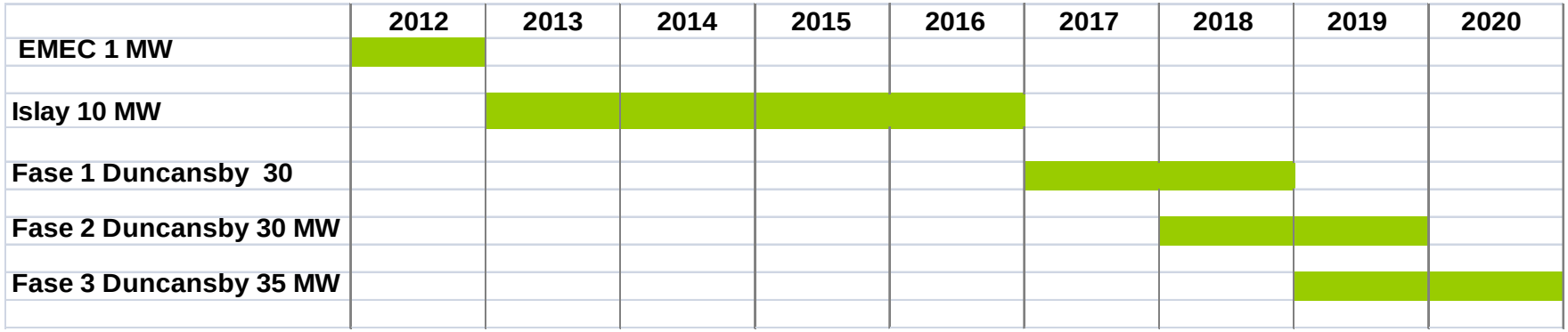

## ADVANTAGES

- Cost savings. Common use of supply chain and installation vessels.
- Marine Environmental knowledge
- Future combined projects (offshore wind + waves)

# Promoting and funding demonstration projects




Iberdrola Development Program for wave projects

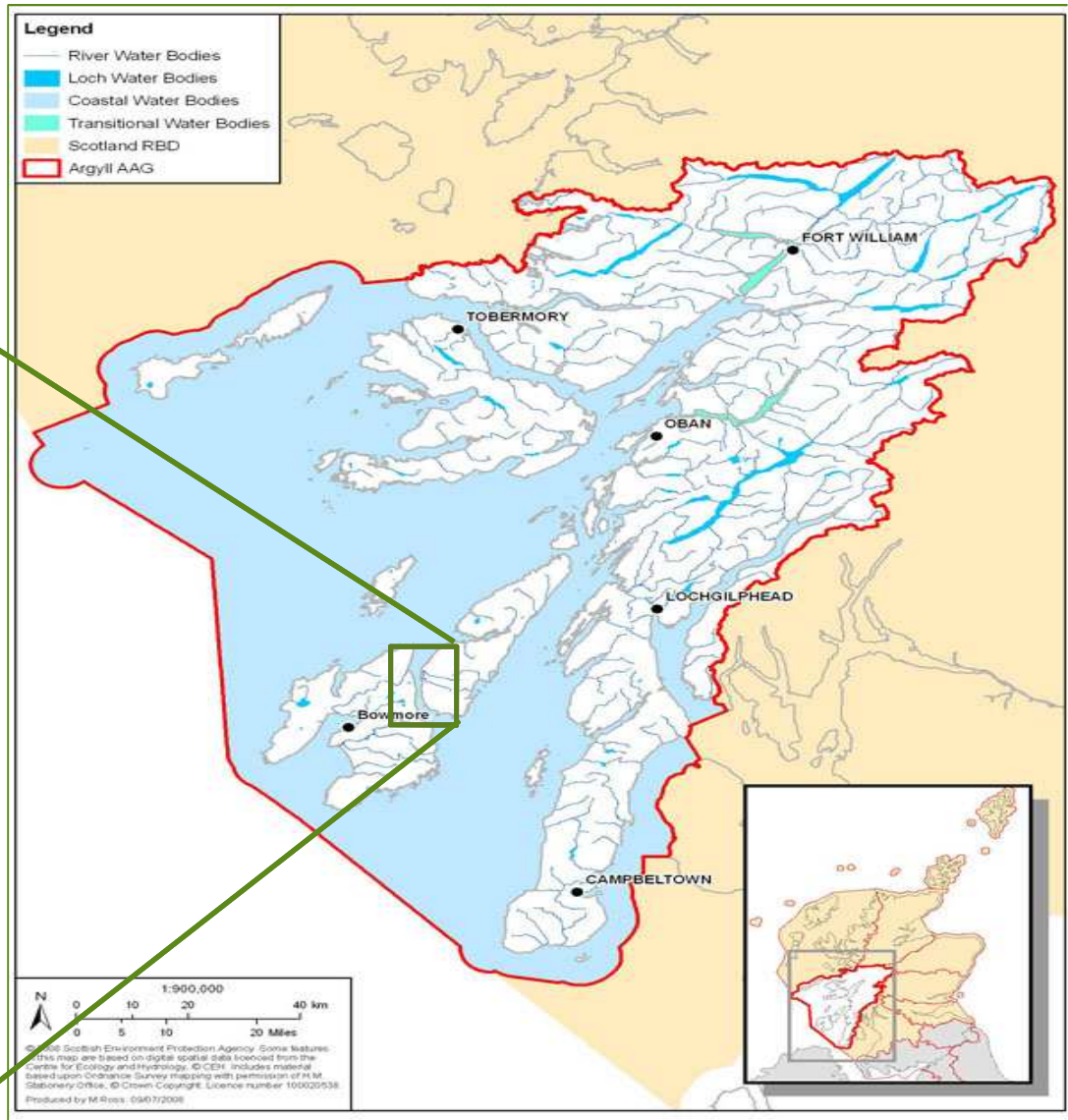



Iberdrola Development Program for tidal projects

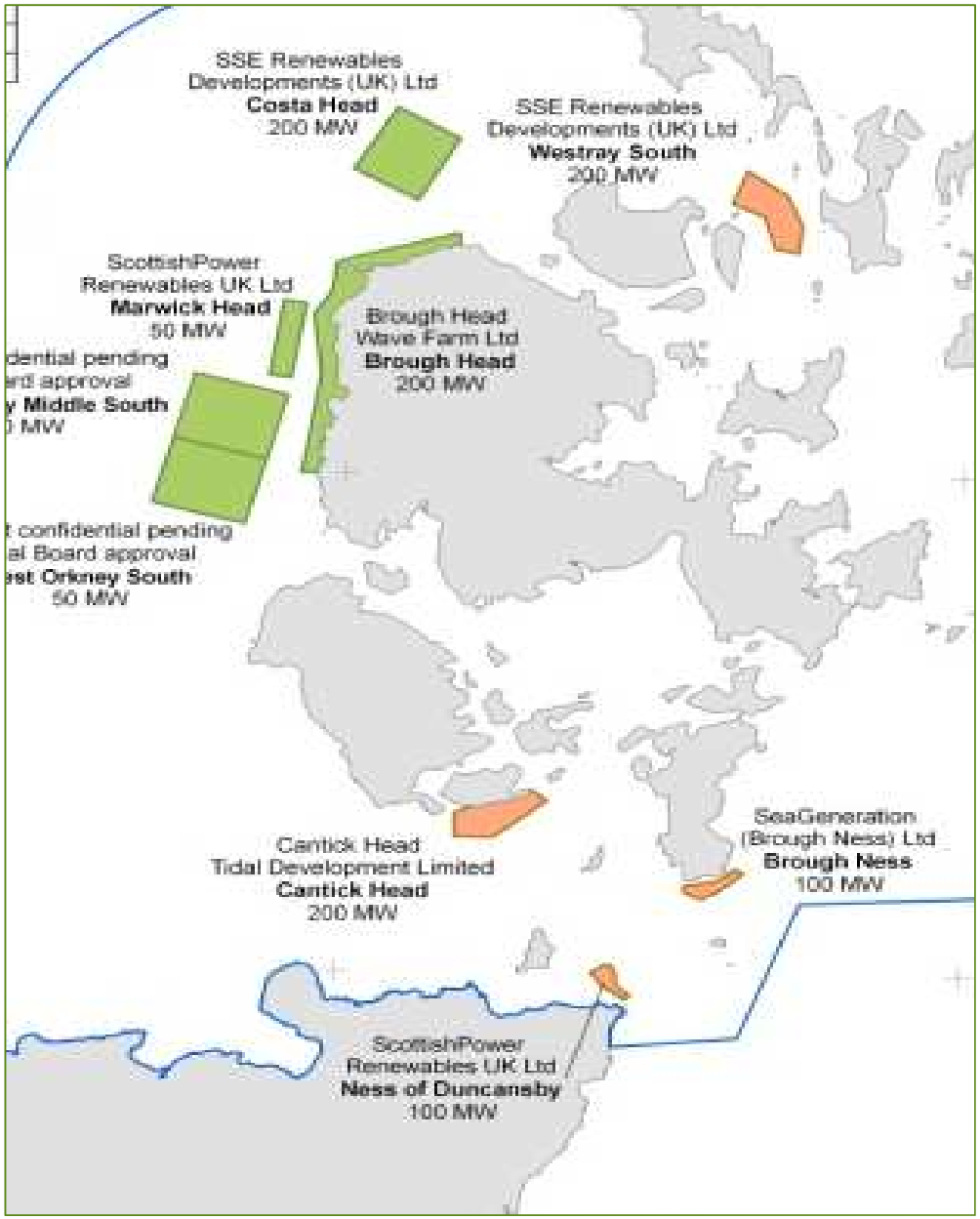
# Promoting and funding demonstration projects

- Construction 2014 (subject to successful completion of tests at EMEC and securing required grant funding)
- Located between Islay & Jura
- 10x HS1000 (1MW) Devices





# Securing development sites at key locations




**Tidal Arrays:** Ness of Duncansby

95MW

*(over 3 phases)*

**Wave Arrays:** Marwick Head

50MW

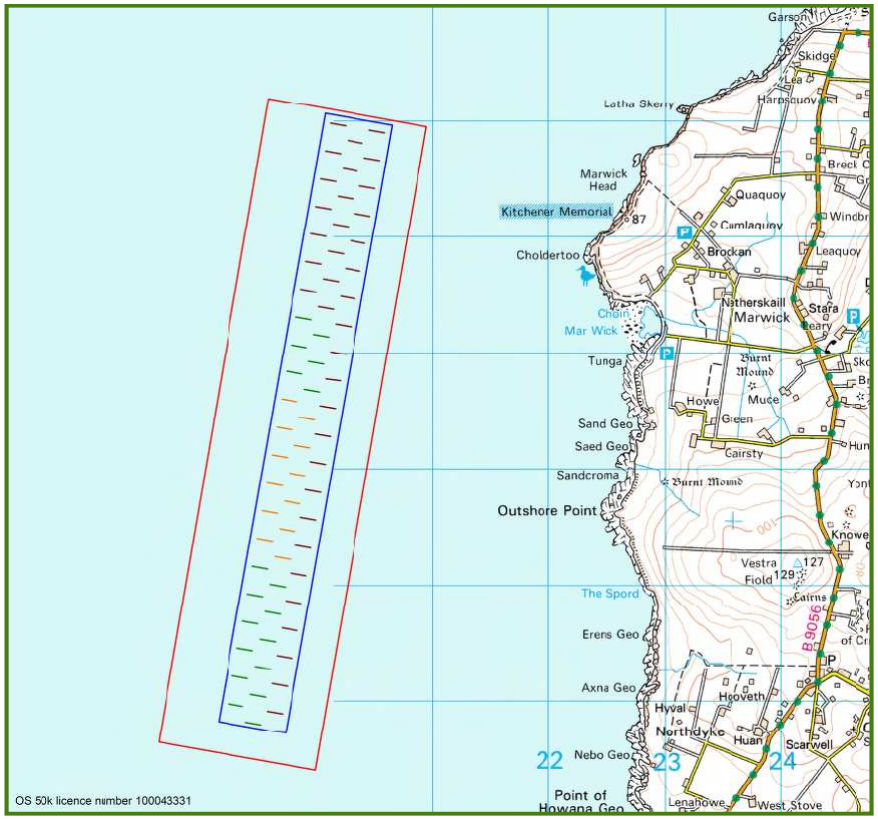
*(over 3 phases)*

# Developing large-scale projects

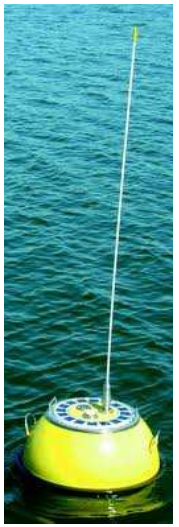
## Marwick Head (50MW olas)

- Close to EMEC and a maintenance area
- Out with shipping lanes
- No environmental designations
- Submitted a bid for NER support for the first phase working along with EON and Aquamarine







# Developing large-scale projects

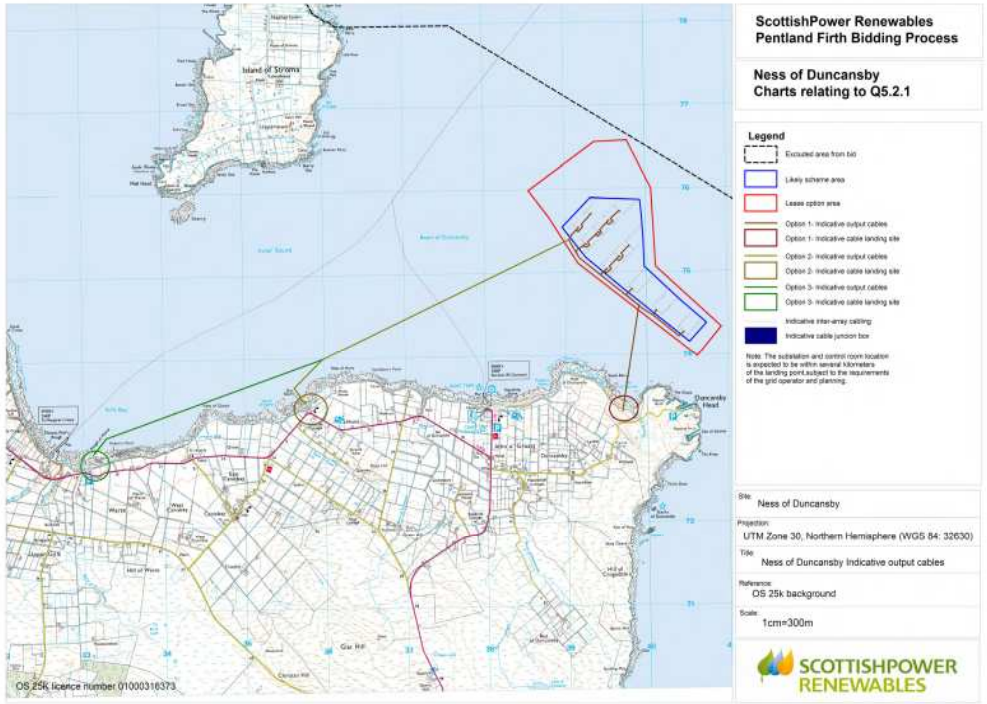
## Ness of Duncansby (95 MW tidal)

- Strong tidal flows
- Acceptable seabed conditions
- Sheltered from most extreme Atlantic swells
- Entered for the Saltire Prize







# Índice


1. Energías marinas
2. Dispositivos de Energía de las Olas
3. Dispositivos de Energía de las Corrientes y las Mareas
4. Dispositivos de Gradiente Salino
5. Dispositivos OTEC
6. Iberdrola y las Energías Marinas
7. **Conclusiones**

# Conclusiones

| Problemas / Barreras | Solutiones /Necesidades |
|---|---|
| ▪ Las energías marinas son menos competitivas que otras energías<br>▪ El desarrollo de los dispositivos es todavía incipiente.<br>▪ No hay líderes tecnológicos<br>▪ Los datos de costes no son fiables.<br>▪ Altos riesgos que deben ser compartidos<br>▪ Impactos medioambientales | ▪ Fomentar el desarrollo tecnológico y la experiencia (horas de operación)<br>▪ Reducción de costes en todo el proyecto.<br>▪ Subvenciones al I+D<br>▪ Estandarización de equipos y procesos dentro de la industria de las energías marinas.<br>▪ Desarrollo de test sites |

## Hacia los protectos comerciales

- **Mejora de las tecnologías,** fiabilidad, e integración en arrays
- Desarrollo de las **infraestructuras eléctricas** teniendo en cuenta los retos del entorno marino
- Asegurar las políticas a largo plazo y los **mecanismos de apoyo financiero** que den estabilidad a los proyectos a gran escala.
- **Coordinación y colaboración** en los desarrollos tecnológicos de la cadena de suministro que benefician tanto a las energías marinas como a la eólica offshore.

# Gracias por su atención

**ROBERTO VEGUILLAS**
**Responsable de Innovación Tecnológica**
**Negocio Renovables**

IBERDROLA

# ANEXO 5. **CATÁLOGO DE ANDRITZ HYDRO Hammerfest**

# ANDRITZ HYDRO Hammerfest

## Renewable energy from tidal currents



# ANDRITZ HYDRO

## One of the world leaders in the hydropower business







ANDRITZ is a global and stock exchange-listed technology Group with more than 17,000 employees and over 180 production sites, service, and sales companies all around the world.

Today's ANDRITZ GROUP headquarter is located in Graz, Austria. With its business areas, HYDRO, PULP & PAPER, SEPARATION, METALS, FEED & BIOFUEL, ANDRITZ is one of the leading global suppliers of plants, equipment, and services to the markets it serves.

In a world which is striving to reduce the emissions of greenhouse gases and pollution, ANDRITZ HYDRO supports the customers in their environmental efforts by providing secure and sustainable technologies that maximize energy generation from hydropower and tidal power. Hydropower represents within this scenario the most important renewable resource of energy by far, while tidal power, with its worldwide availability can be considered as one of the most promising future energy sources with an estimated global potential of more than 150 TWh.

ANDRITZ HYDRO is one of the worldwide leading suppliers of electromechanical equipment and services 'From water to wire', capable of providing global solutions for tidal power arrays and hydropower plants, including all services related to the refurbishment and overhaul of existing facilities.

ANDRITZ HYDRO Hammerfest represents within the group the leading technology provider in the tidal power business.

One of the main goals is to provide innovative technologies and solutions to maximize the return on investment for the customers. This includes constant improvement of the energy efficiency of proposed equipment and technologies through a continuous Research & Development approach.

ANDRITZ HYDRO Hammerfest was established in 1997 in Hammerfest, Norway. The UK office was opened in Glasgow in 2008 in order to serve the promising local market potential including Ireland.

Based on a 300 kW tidal turbine, tested in Norwegian waters, a 1,000 kW tidal device was developed and tested at EMEC site (European Marine Energy Centre) before becoming part of the world's first tidal array, planned for installation in Scottish waters in 2013.

A global structure, the commitment to serve our customers locally all around the world, and proven experience and technologies are only some of the reasons why our customers can be assured of obtaining the best energy-related applications from us.

**Highlights**

- More than 170 years of experience in the manufacturing of electromechanical equipment
- More than 120 years of experience in electrical equipment
- Over 30,000 turbines installed, totalling more than 400,000 MW
- Complete power plant range up to 800 MW
- Leader in service and rehabilitation
- First grid-connected tidal turbine worldwide

# ANDRITZ HYDRO Hammerfest

## Renewable energy from tidal currents

ANDRITZ HYDRO Hammerfest develops the most energy-efficient, modular tidal turbine solutions capable of harnessing the energy in tidal currents, building on 15 years of knowledge and experience in hydropower, wind energy, as well as offshore oil and gas industry.

Since its beginning, the company has been a frontrunner in the design and installation of tidal turbines and was the first in the world to successfully generate electricity from tidal currents and deliver power to the electrical grid.

ANDRITZ HYDRO Hammerfest strives to be the leader in the development of technologies capable of providing full turnkey solutions to customers by harnessing the high energies and predictable power potential of tidal streams.

ANDRITZ HYDRO Hammerfest's modular tidal technology solutions are designed to allow optimal integration in the daily operation plans of the customers, supporting the worldwide energy mix and delivering environmental benefits.

**Highlights**

- Clean and renewable energy
- Low environmental impact
- Modular equipment design
- High predictability of energy generation
- First grid-connected device



# Tidal Energy

## Predictable and reliable

Tidal forces are a result of periodic variations in the gravitational attraction exerted by both the sun and moon together with the centrifugal forces associated with the rotation of the earth. These forces create corresponding motions or currents in the world's oceans with a period between high tide and low tide of 12 hours and 25 minutes.

Additionally, a relationship between the sun and the moon causes a variation in maximum and minimum tide heights over a period of 14 days.

Tidal characteristics are mainly influenced by bathymetric conditions, coastline morphology and current directions. In some specific regions, high tidal ranges can result in strong currents, which are the basis for the ANDRITZ HYDRO Hammerfest technology, allowing highly predictable and reliable energy generation.

The forces produced by the tides can be basically used to generate electricity in two different ways:

### Potential energy

Energy from a water head is called potential energy. By using pressure turbines, this energy can be converted into electrical power.

Typical examples are tidal barrages, which make use of the potential energy available from the difference in head between high and low tides. Barrages are basically dams across the full width of a tidal estuary. They harness this potential energy by means of hydropower turbines.

### Kinetic energy

The kinetic energy of moving water can be converted into electrical power by using tidal turbines. This form of energy yield is the basis of our technology.

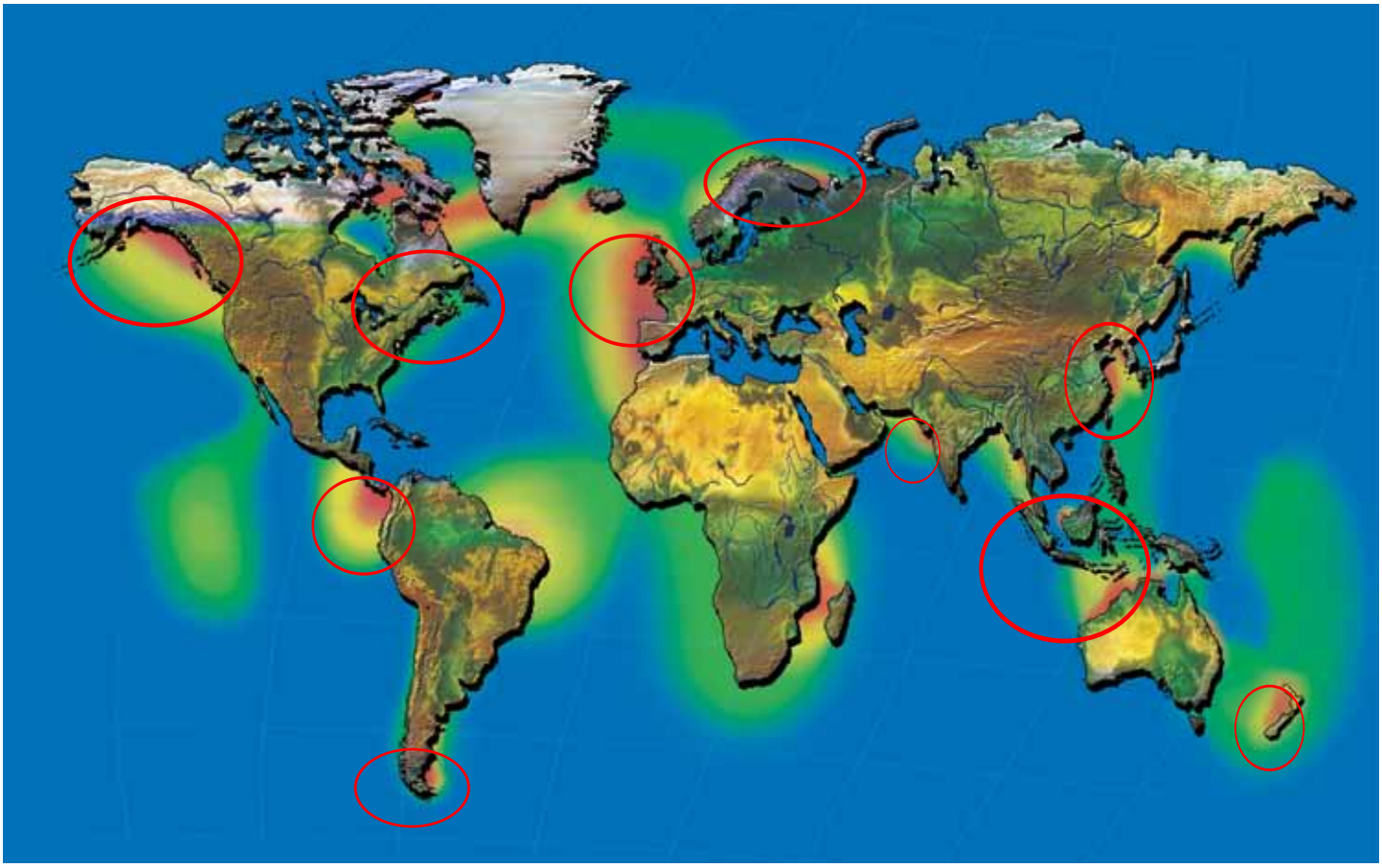
The turbines are placed in areas with high tidal movements, and are designed to capture the kinetic motion of the ebbing and surging of ocean tides producing strong bi-directional currents that can be converted into electrical power. Unlike barrage-type systems, this technology does not require the construction of a barrier across a waterway, and hence does not have any of the adverse environmental effects associated with such developments.

ANDRITZ HYDRO Hammerfest exploits kinetic energy in tidal waters



# Global market

## A broad range of potential sites worldwide



Tidal current electricity is clean, renewable, reliable and predictable. While ocean currents move slowly relative to typical wind speeds, they carry a great deal of energy. Sea water has more than 800 times the density than air, so for the same rotor swept area, water moving at 2.5 m/s (5 knots) exerts about the same amount of force as a constant 350 km/h wind.

Ocean currents thus contain an enormous amount of energy that can be captured and converted into a usable form.

In addition, as oceans cover more than 70% of earth's surface, ocean energy represents a vast source of energy, estimated to have some 150 TWh per year of economically exploitable resource available worldwide.

Despite these promising numbers, many potential sites are not being explored currently, although global tidal power production is expected to grow continuously as the technology develops.

Furthermore, governments have recognized the great potential of ocean energy and have begun significant incentive programmes to harness it. In several countries worldwide marine energy is currently one of the technologies receiving the highest level of subsidies per MWh of energy generation.

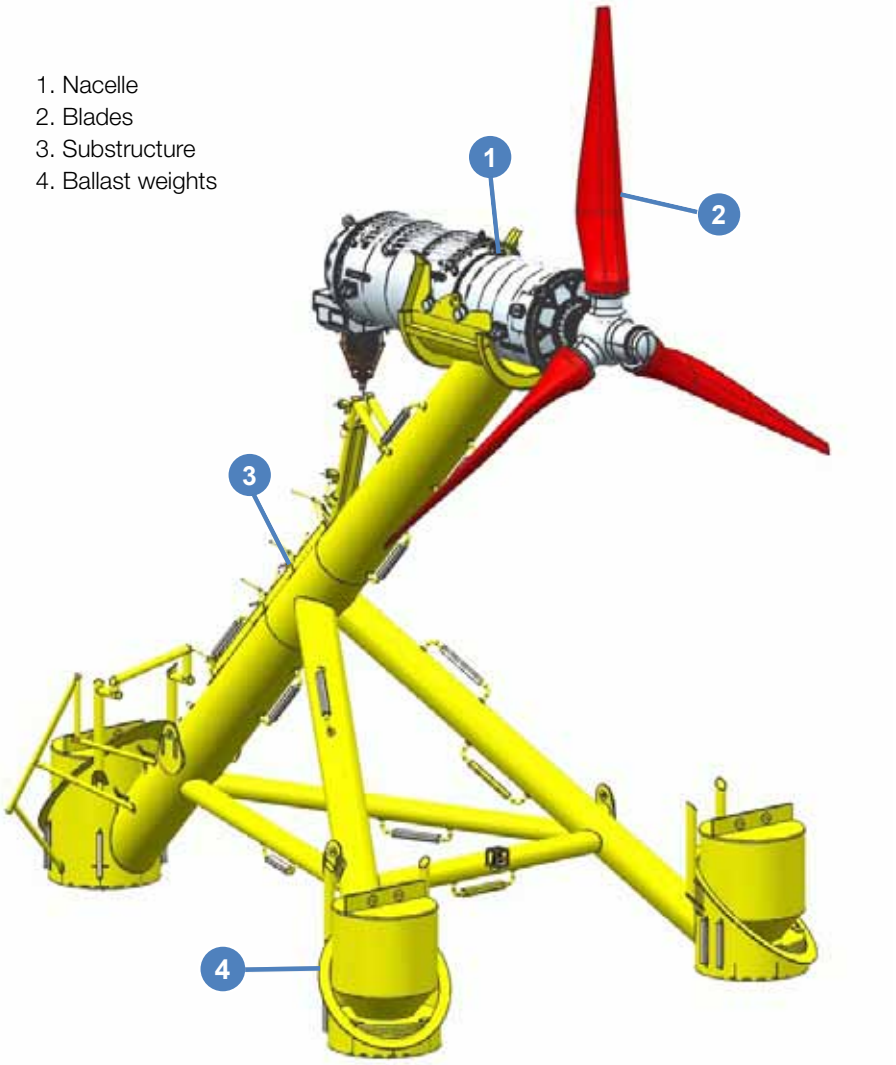
# Tidal turbines

## Modular product range

Tidal turbines are best described as underwater wind mills, but with shorter blades rotating at slower speed.The rated output of the devices depends on the water current conditions at a selected site. For maximum energy yield from the available resources the turbines can be easily combined in arrays consisting of several units.

Designed for water depths of between 35 and 100 m, the tidal turbines are deployed on the seabed and kept in position by gravity, pins or pilings (depending on the seabed and tidal stream characteristics). This eliminates any visual or audible impact above the surface and, in addition, normal shipping traffic will not be affected by the presence of the tidal arrays. The horizontal axis turbines are equipped with a specially-designed pitching system allowing optimal harnessing of tidal currents in both ebb and flood directions. The whole substructure is designed to have a small footprint while the nacelle is optimize to minimize the wake effect caused by the water flows. Unique marine installation methodologies have been developed to minimize installation times and to exclude the use of divers, requiring only the support of Remotely Operated Vehicles (ROV) for monitoring purposes.

1. Nacelle
2. Blades
3. Substructure
4. Ballast weights




ANDRITZ HYDRO Hammerfest tidal turbines are designed to generate power from water currents with a speed of 1 m/s or more.

### Main features

- Proven technology solutions
- Proven track record of power delivery to the grid
- Suitable for use in coastal waters
- Suitable across a range of water depths and velocities
- Reliable operation and maintenance
- Simplicity of installation and maintenance
- Optimized turbine control and energy yield by variable-speed blade pitching mechanism and nacelle yawing system

### Technical characteristics

| | |
|---|---|
| Rated power: | 500-2,000 kW (site dependant) |
| Power regulation: | Variable pitch, yawing system, variable speed |
| Operating depth: | 35-100 m |
| **Rotor:** | |
| Type: | 3 bladed open |
| Rotor swept area: | 300-500 $m^2$ |
| Nominal speed: | approx. 10 rpm |
| **Generator:** | |
| Type: | Induction |
| Nominal output: | 500-2,000 kW |
| **Weight:** | |
| Nacelle: | approx. 130 t |
| Substructure: | approx. 150 t |
| Installation: | Heavy lift vessel/barge (with ROV support) |
| Lifetime/Service: | 25 years/every 5 years |

# References

### EMEC, United Kingdom

First pre-commercial tidal turbine installed at EMEC (European Marine Energy Centre).

| | |
|---|---|
| Type: | HS1000 |
| Installation: | December 2011 |
| Grid connection: | February 2012 |
| Site: | Fall of Warness, Orkney, UK |
| Rated power: | 1,000 kW |
| Water depth: | 52 m |
| Rotor diameter: | 21 m |




### Kvalsund, Norway

World's first tidal turbine prototype connected to the grid.

| | |
|---|---|
| Type: | HS300 |
| Installation: | 2003 |
| Grid connection: | 2004 |
| Re-installation: | 2009 (after maintenance) |
| Site: | Kvalsund Finnmark, NO |
| Rated power: | 300 kW |
| Water depth: | 50 m |
| Rotor diameter: | 20 m |
| Total operating hours: | >16,000 h |



# From feasibility to operation

## Four phases to a successful project



**Feasibility assessment**

To consider the unique morphology of each possible location a detailed site assessment is required. Important parameters are water depth, current velocity, bathymetry, profile and flow directions, wave and turbulence impact, grid connection, and environmental aspects.

Assessments are undertaken between the customer, ANDRITZ HYDRO Hammerfest and any required third party, defining the basic parameters for the future project including, for example, layout and cost evaluation.



**Engineering and pre-design**

The ANDRITZ HYDRO Hammerfest team consists of highly qualified and experienced engineers and project developers, working in close cooperation to develop the best 'value-for-money' array layout for each specific sites. Well-proven project management methodologies combined with a project-oriented approach are the basis for optimal tidal power solutions. By leading the entire project management process, ANDRITZ HYDRO Hammerfest is capable of applying all of the required knowledge, skills, tools and techniques to meet customers' expectations.



**Project execution and implementation**

In the continuous quest to achieve customer satisfaction, the quality of service provided is equally as important as the quality of the product. Therefore a global presence and the cooperation with strong partners enable ANDRITZ HYDRO Hammerfest to provide professional solutions that ultimately satisfy every requirement of the customer.

Systematic project management guarantees the fulfilment of quality, cost and timeline requirements.



**Service and maintenance**

ANDRITZ HYDRO Hammerfest offers comprehensive and tailor-made service and maintenance programs for its products. The turbines incorporate a condition monitoring system to provide a predictive maintenance capability. This avoids costly unplanned repair activities and potentially extend the planned maintenance intervals beyond that predicted.

ANDRITZ HYDRO Hammerfest's global structure and organisation, as well as international partnerships enable to undertake service and maintenance activities in close proximity to the sites, minimizing not only the potential downtime periods, but also associated costs.

# Installation capabilities

The installation concept and philosophy of ANDRITZ HYDRO Hammerfest allows the deployment of the turbines under the most severe weather conditions down to depth of 100 m, across the different site morphologies found worldwide.

Installation is generally achieved in three phases:

- Installation of the substructure followed directly by ballast weights or pinning/ pilling
- Connection of the subsea cable to the turbine to establish the electrical connection to the on-shore substation
- Deployment and lowering of the nacelle (with mounted rotor blades) onto the substructure.

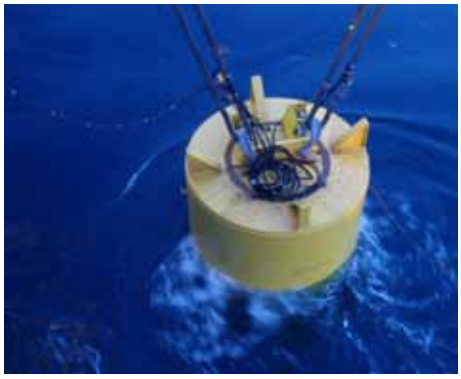
Installation is diverless with only the support of standard ROVs. Moored barges or heavy lift DP vessels (Dynamic Positioned) are required depending on the site and weather conditions.

For maintenance only the nacelle has to be retrieved.











# Research & Development

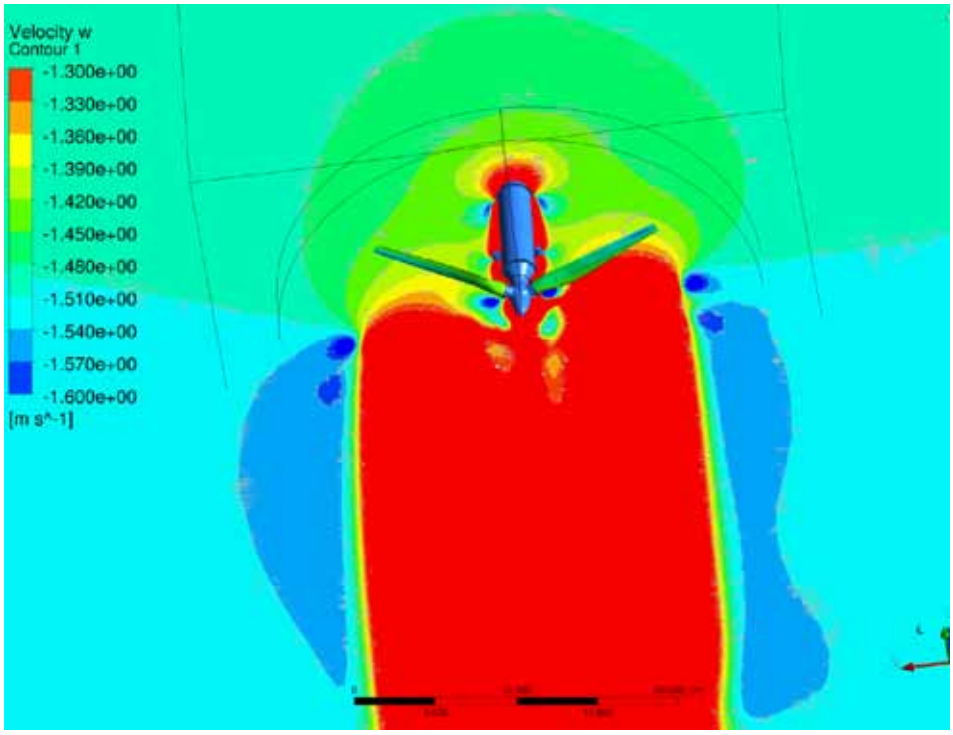
ANDRITZ HYDRO Hammerfest's Research & Development (R&D) activities started in the 1990s, when the HS300 turbine was developed, manufactured and, in 2003, installed in Kvalsund, Northern-Norway, as world's first grid-connected tidal current turbine.

Based on the tested technology, full-scale turbines, with a rated capacity of between 500 kW and 2,000 kW, were designed for the planned commercial applications. The first 1,000 kW turbine was successfully installed at the European Marine Energy Centre (EMEC) in Orkney, UK, in December 2011, considered to be one of the roughest marine sites in the world.

ANDRITZ HYDRO Hammerfest efforts in R&D keeps the company at the front line of innovation, able to offer the best solutions to the customers, from both a technical and commercial point of view.

The highest quality standards, latest technology and competitiveness — values which are incorporated into every phase of our activities — are fundamental requirements for the delivery of the next generation of tidal arrays.

Research findings from field tests, model test in laboratories, numerical flow simulations, and technology innovations are all combined into an optimized overall solution. It is this comprehensive approach to product innovations which keeps ANDRITZ HYDRO Hammerfest on the forefront of technology.








# In harmony with nature



The high efficiency of the turbines supplied by ANDRITZ HYDRO Hammerfest results in careful management and protection of the environment and natural resources.

Environmental sustainability and awareness have become more and more important in the global market. In line with this philosophy, ANDRITZ HYDRO Hammerfest's mission is to implement the latest technologies achieving the highest possible efficiency while maintaining the balance of environmental and natural resources.

This focus on the environment has been implemented throughout all the steps of the project and its technological developments.

Therefore, since 2001 a series of comprehensive Environmental Impact Assessments (EIA) have been undertaken, starting before the HS300 unit was installed.

The EIA consider the potential impact that tidal turbines could have on business activities, outdoor life, marine life, and seabirds. Among other assessments, noise measurements have, for example, been undertaken at previous projects.

To date, these EIA have concluded that there is no significant impact on the areas studied.







ANDRITZ Hydro Hammerfest

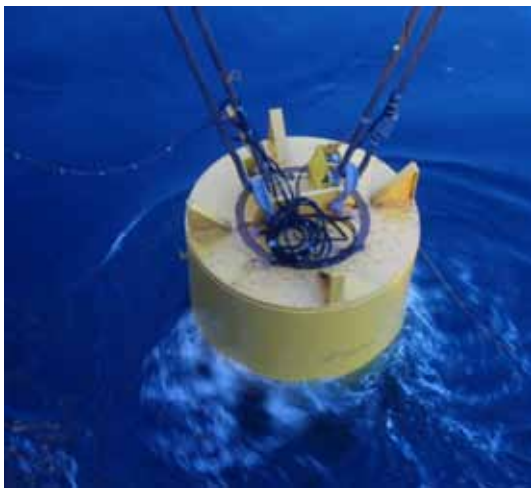










ANDRITZ HYDRO Hammerfest
P.O. BOX 403
N-9615 Hammerfest, Norway
Phone: +47 (784) 06 200
Fax: +47 (784) 201
contact@hammerfeststrom.com

# ANEXO 6. **CATÁLOGO INFORMATIVO DE ATB MORLEY**

ATB MORLEY
Technology in Motion



# ATB Morley Supply 6600V Generator for the HS1000 Subsea Tidal Turbine

ATB Morley, a leading manufacturer based in Yorkshire, has successfully designed and manufactured an induction generator for the HS1000 tidal turbine. The generator was supplied to GE Energy Power Conversion to be used as part of their power conversion package for the ANDRITZ HYDRO Hammerfest subsea turbine which uses tidal energy to generate electricity.

The 100ft-high 1MW (megawatt) HS1000 device is a pre-commercial demonstrator, installed at the European Marine Energy Centre (EMEC) and is already powering homes and businesses on the island of Eday, in the Orkney Isles. The 6600V induction generator uses a robust water cooled design drawing on ATB Morley's expertise in heavy duty, high quality, mining and industrial motor manufacture. The equipment is designed for a 25 years lifetime with scheduled maintenance intervals every fifth year or greater.

Engineers were able to install the device at the end of 2011 during a harsh winter storm which has given them increased confidence ahead of the larger projects being planned.

The HS1000 turbine has also been selected for use at the Sound of Islay site where ScottishPower Renewables are looking to install a tidal turbine array of 10MW. This will be the World's first commercial scale tidal energy project with 10 of the 1MW turbines installed in 50m depth of water.

Steve Kolowiecki, newly appointed MD at ATB Morley, said: "To hear of the successful installation and operation of the HS1000 device makes us very proud to be part of the project. We hope this will be the start of a new era of renewable energy generation."

The news of the successful operation of the turbine, comes soon after ATB Morley received their third Queen's Award for 'International Trade' adding to their previous prize for 'Innovation'. The company manufactures machines for niche markets which require bespoke, customised designs, the HS1000 generator is one of a growing number of tidal energy projects they are involved in around the UK.

All ATB Morley products are designed and manufactured across their three sites in Leeds, Bradford and Stockport. Overall it employs over 230 people covering design, fabrication, machining, winding, assembly and testing disciplines.

ATB Morley is a wholly owned subsidiary of the Austrian company ATB Antriebstechnik AG. Headquartered in Vienna, ATB Group is one of the world's leading manufacturers of electrical drive systems for industrial applications and appliances. Its UK subsidiaries include ATB Laurence Scott Ltd in Norwich and Brook Crompton in Huddersfield and Birmingham.

**For more information, see www.morleymotors.com.**

# ANEXO 7. **LEY ENERGÉTICA DEL 26/DICIEMBRE/2013**

# I. DISPOSICIONES GENERALES

## JEFATURA DEL ESTADO

**13645** *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

JUAN CARLOS I

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.
Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente ley.

PREÁMBULO

I

El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general, pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia. La ordenación de ese servicio distingue actividades realizadas en régimen de monopolio natural y otras en régimen de mercado.

La aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector mediante la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

Así, se procedió a la desintegración vertical de las distintas actividades, segregando las actividades en régimen de monopolio natural, transporte y distribución, de aquéllas que se desarrollan en régimen de libre competencia, generación y comercialización. La retribución de la actividad de producción se basó en la organización de un mercado mayorista, abandonando el principio de reconocimiento de costes. En el caso de las redes, se estableció el principio de acceso de terceros a las redes, y su régimen retributivo continuaría siendo fijado administrativamente, en función de los costes de la actividad. Con esta ley apareció además la actividad de comercialización de energía eléctrica como una actividad independiente del resto de actividades destinadas al suministro, actividad que fue dotada de un marco normativo para permitir la libertad de contratación y elección por parte de los consumidores. Por último, se encomendó la gestión del sistema a sendas sociedades mercantiles y privadas, responsables respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

Transcurridos dieciséis años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, puede decirse que, esencialmente, gran parte de sus objetivos se han cumplido. El nivel de seguridad y calidad del suministro es elevado, dado el nivel de inversiones en redes acometidas en los últimos años y la existencia de una mezcla de fuentes de energía diversificada, máxime si se tiene en cuenta la situación de aislamiento del sistema que presenta por la propia configuración física del territorio. Por su parte, el proceso de liberalización se ha desarrollado incluso más rápido que lo exigido por las Directivas europeas, permitiendo a los consumidores la capacidad de elección de suministrador. Finalmente, todo este proceso se ha enmarcado dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

En este sentido, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, ha contribuido notablemente al cumplimiento de los compromisos derivados del paquete Energía y Cambio Climático, que establecen como objetivos para 2020 la reducción de gases de efecto invernadero del 20 por ciento en la Unión Europea con respecto a 1990, alcanzar un 20 por ciento de participación de energías renovables en la energía primaria y conseguir un 20 por ciento de mejora de la eficiencia energética.

cve: BOE-A-2013-13645

No obstante, durante este tiempo se han producido cambios fundamentales en el sector eléctrico que han provocado la continua actuación del legislador y motivan la necesidad de dotar al sistema eléctrico de un nuevo marco normativo. Entre ellos conviene destacar el alto nivel de inversión en redes de transporte y distribución, la elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables, la evolución del mercado mayorista de electricidad con la aparición de nuevos agentes y el aumento de la complejidad de las ofertas, y la aparición de un exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas, necesarias por otra parte para asegurar el respaldo del sistema. Asimismo, un elemento determinante para acometer esta reforma ha sido la acumulación, durante la última década, de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico y que ha provocado la aparición de un déficit estructural.

Las causas de este desequilibrio se encuentran en el crecimiento excesivo de determinadas partidas de costes por decisiones de política energética, sin que se garantizara su correlativo ingreso por parte del sistema. Todo ello agravado por la ausencia de crecimiento de la demanda eléctrica, fundamentalmente consecuencia de la crisis económica.

Pese a que los peajes crecieron un ciento veintidós por ciento entre 2004 y 2012, situando el precio de la electricidad en nuestro país muy por encima de la media de la Unión Europea, eran insuficientes para cubrir los costes del sistema. Esta situación de desequilibrio ha llegado al punto de que la deuda acumulada del sistema eléctrico supere en el momento actual los veintiséis mil millones de euros, el déficit estructural del sistema alcanzase los diez mil millones anuales y la no corrección del desequilibrio introdujera un riesgo de quiebra del sistema eléctrico.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se ha revelado insuficiente para garantizar el equilibrio financiero del sistema, entre otras causas porque el sistema de retribución de las actividades reguladas carecía de la flexibilidad necesaria para su adaptación a cambios relevantes en el sistema eléctrico o en la evolución de la economía.

Por tanto, la experiencia de la última década ha puesto de manifiesto que la inestabilidad económica y financiera del sistema eléctrico, provocada por el déficit de tarifa, ha impedido garantizar un marco regulatorio estable, necesario para el correcto desarrollo de una actividad como la eléctrica muy intensiva en inversión.

Así, la insostenibilidad económica del sistema eléctrico, junto a la continua evolución del sector durante los últimos dieciséis años, ha obligado al legislador a adaptar en numerosas ocasiones la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en muchas de ellas, mediante la aprobación de medidas urgentes por real decreto-ley, existiendo en la actualidad una dispersión normativa no deseable en un sector económico tan relevante.

El Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, elevó los límites máximos de déficit que se habían establecido para los años 2010, 2011 y 2012 en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, manteniendo el objetivo de no aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013. Además se procedió a la adopción de otras medidas puntuales de protección al consumidor y de reducción de determinadas partidas de los costes y de los ingresos del sistema. Entre ellas, se limitaban las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas y se establecía la obligación de los productores de energía de hacer frente a un peaje de generación, dada la incidencia de esta actividad en el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

Entre las medidas que se adoptaron en el año 2012 destacan, en primer lugar, el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, que suprimió los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.

cve: BOE-A-2013-13645

Tras ello, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, fijó unos nuevos criterios para la regulación de la retribución de las actividades de distribución y transporte, ajustando la retribución correspondiente al año 2012, y disminuyendo el importe que había de satisfacerse a las empresas de generación de electricidad entre otros por el concepto de garantía de potencia. De igual forma, se adoptaron medidas para corregir la retribución de la actividad de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, a través del coste que se reconocía por la adquisición de combustible y vinculando el pago por garantía de potencia a la disponibilidad real de las plantas.

En la misma línea, el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, incorporó otras medidas adicionales relativas al régimen retributivo de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y modificó, además, la retribución de la actividad de transporte, estableciéndose que la retribución en concepto de inversión se reconocerá para activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

También, el Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social, dispuso que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico producidos en 2012, tuvieran la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para ese año y que generaría derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, y ello con carácter adicional a los 1.500 millones de euros de déficit ya reconocido en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Por otro lado, para garantizar el objetivo final para el que fue establecido el mecanismo de preasignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, esto es, asegurar un régimen económico bajo el presupuesto y condición de la completa ejecución de la instalación en un concreto plazo, se introdujo una habilitación para la supresión o corrección del régimen económico primado en caso de constatación del incumplimiento de las obligaciones que constituyen presupuesto esencial de la definitiva adquisición de tal régimen económico.

Además, se aprobó la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que reconoce como objetivo la armonización del sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad, en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética y ambiental de la Unión Europea. Dado el fuerte impacto económico y ambiental del sector energético, esta ley introdujo medidas de carácter excepcional para que los costes del sistema fueran financiados tanto con los ingresos que proceden de los peajes de acceso y demás precios regulados, como de determinadas partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. Se introdujeron aspectos relacionados con el derecho a la percepción de un régimen económico primado por instalaciones de energía renovable que utilicen combustibles.

Por su parte, la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, estableció entre otras, y con vigencia exclusiva para 2013, que no serían de aplicación las limitaciones a avales del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico establecidos en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, relativa a la suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico. También, en coherencia con la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, estableció una serie de aportaciones para financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de energías renovables equivalentes a la suma de la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales

cve: BOE-A-2013-13645

para la sostenibilidad energética y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

No siendo suficientes las medidas aprobadas durante el año 2012 para eliminar el déficit del sistema eléctrico, en el año 2013 se adoptaron con la misma finalidad dos reales decretos-leyes y un crédito extraordinario en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, introdujo nuevas medidas para corregir los desajustes entre los costes del sector eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados, tratando de evitar la asunción de un nuevo esfuerzo por parte de los consumidores. Para ello, se modificó el índice de actualización de los costes del sector eléctrico, con el fin de utilizar una referencia más estable que no se viera afectada por la volatilidad de los precios de alimentos no elaborados ni de los combustibles de uso doméstico, y se introdujeron dos opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial: la cesión de la electricidad al sistema percibiendo una tarifa regulada o la venta de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, sin complemento de prima.

Así, se aprobó la Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación para el año 2013 con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Adicionalmente a este ajuste de los costes se adoptaron otras normas que supusieron un incremento de los peajes de acceso para los consumidores, y por consiguiente, de los ingresos del sistema eléctrico.

Finalmente, se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que entre otros aspectos, establece un nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos y una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica, fijando el concepto de rentabilidad razonable, en línea con la doctrina jurisprudencial sobre el particular alumbrada en los últimos años, en una rentabilidad de proyecto, que girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

En definitiva, los continuos cambios normativos han supuesto una importante distorsión en el normal funcionamiento del sistema eléctrico, y que es necesario corregir con una actuación del legislador que aporte la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita. Esta seguridad regulatoria, unida a la necesidad de acometer las reformas necesarias para garantizar la sostenibilidad del sistema a largo plazo y de resolver las señaladas deficiencias existentes en el funcionamiento del sistema, aconsejan la aprobación de una reforma global del sector, basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico, que trata de devolver al sistema una sostenibilidad financiera perdida hace largo tiempo y cuya erradicación no se ha conseguido hasta la fecha mediante la adopción de medidas parciales.

Esta ley se enmarca asimismo en el ámbito de la reforma estructural del sector eléctrico incluida en la Recomendación del Consejo relativa al Programa Nacional de Reformas de 2013 de España, aprobadas por el Consejo de la Unión Europea el 9 de julio de 2013.

II

La presente Ley tiene como finalidad básica establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna.

cve: BOE-A-2013-13645

El principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico será un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de la Ley. En virtud del mismo, cualquier medida normativa en relación con el sector que suponga un incremento de coste para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. De esta manera se descarta definitivamente la posibilidad de acumulación de nuevos déficit como ocurrió en el pasado.

Este principio se refuerza con el establecimiento de restricciones tasadas a la aparición de desajustes temporales anuales, estableciendo como mecanismo correctivo la obligación de revisión automática de los peajes y cargos que correspondan si se superan determinados umbrales. Los umbrales introducidos permiten una mínima desviación provocada por circunstancias coyunturales que, como tal, pueden revertirse en el siguiente período sin necesidad de una modificación de los peajes y cargos.

Los desfases temporales que se produzcan desde la entrada en vigor de la Ley, sin sobrepasar los citados umbrales, serán financiados por todos los sujetos del sistema de liquidación en función de los derechos de cobro que generen. A diferencia del sistema anterior, no serán financiados exclusivamente por los grandes operadores y los derechos de cobro correspondientes a déficit de ingresos no podrán cederse al Fondo de Titulización del Déficit del sistema Eléctrico desde el 1 de enero de 2013.

Se introduce la obligación de aprobación con carácter anual por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, de las previsiones de la evolución anual de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los seis siguientes años.

Se mantiene la financiación de los costes del sistema por parte de los consumidores mediante el pago de los peajes de acceso a las redes y el resto de cargos, así como, mediante otros instrumentos financieros, y, excepcionalmente y para los supuestos específicamente previstos, mediante las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. Esta doble contribución corresponsabiliza en la financiación del sistema a los consumidores eléctricos, en mayor medida, y al presupuesto público, cuando así esté prescrito dado el carácter de servicio esencial del suministro eléctrico y la afección territorial, medioambiental y estratégica del sistema eléctrico.

La diferenciación de peajes y cargos responde a la terminología utilizada en las directivas europeas y a la conveniencia de diferenciar los pagos por contribución a la cobertura de los costes de las redes de transporte y distribución, peajes, de aquellos pagos relacionados con otros aspectos regulados del sistema, cargos. Así, los peajes de acceso se destinan a cubrir el coste de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en línea con lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE, sobre mercado interior de electricidad. Los cargos se introducen como novedad en la presente Ley, y estarán destinados a cubrir los costes de las actividades del sistema que correspondan, teniendo en cuenta las cuantías que también proceden de las partidas presupuestarias o de otros mecanismos. Así, entre otros, los cargos cubrirán el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad y anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.

Tal y como se ha expuesto, la experiencia adquirida con la aplicación de la ley anterior ha permitido identificar aquellas barreras cuya superación resulta precisa para continuar avanzando en el proceso de liberalización del suministro, de mejora de los procesos de participación en el mercado y de garantía de la adecuada protección a los consumidores con el objetivo último de asegurar el suministro de energía eléctrica en condiciones competitivas y con la calidad adecuada. Al mismo tiempo la nueva ley avanza en el ejercicio de integración en un sólo texto de las disposiciones con rango legal dispersas en

cve: BOE-A-2013-13645

las distintas normas aprobadas desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

La nueva ley se enmarca también en un contexto de integración de los mercados eléctricos europeos. En este sentido, la ley tiene en cuenta la normativa europea de aplicación en el sector eléctrico, en particular, la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que fue transpuesta por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. También tiene en cuenta el marco europeo de intercambios transfronterizos de electricidad fijado por el Reglamento (CE) n.º 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

Además, resulta relevante el Reglamento (UE) n.º 1227/2011, sobre integridad y transparencia del mercado mayorista de energía, por sus siglas en inglés, REMIT, el cual establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, y el Convenio Internacional entre el Reino de España y República Portuguesa de 1 de octubre de 2004, firmado con el fin de promover la integración de sus sistemas eléctricos, lo que ha dado lugar a que ambos países compartan desde el 1 de julio de 2006 un mercado organizado a plazo con subyacente eléctrico, y desde el 1 de julio de 2007, un mercado al contado de electricidad.

También procede a la clarificación de las competencias de la Administración General del Estado, manteniendo, en esencia, las competencias atribuidas por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, e incorporando los criterios que resultan de las sentencias dictadas durante los últimos años en relación con los conflictos surgidos entre Administraciones. Así, se establece la competencia del Gobierno para la regulación básica del sector, para el establecimiento y adjudicación de los regímenes económicos de aplicación a las distintas actividades y para garantizar la seguridad de suministro de energía eléctrica a los consumidores.

En relación con la planificación eléctrica se mantiene el carácter vinculante de la planificación de la red de transporte, incorporando herramientas para alinear el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico y a los principios de sostenibilidad económica.

La notoriedad de la situación del déficit tarifario y la consecuente amenaza a la viabilidad misma del sistema eléctrico ha motivado la necesidad de acometer cambios importantes en el régimen retributivo de las actividades reguladas. Ante el deterioro progresivo de la sostenibilidad del sistema eléctrico, los sujetos del mismo no podían confiar legítimamente en la conservación de los parámetros que habían degenerado en la situación descrita y cualquier operador diligente podía anticipar la necesidad de estos cambios.

Para las actividades con retribución regulada, la ley refuerza y clarifica los principios y criterios para el establecimiento de los regímenes retributivos, para los que se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de rentabilidades adecuadas en relación con el riesgo de la actividad.

Para los sistemas eléctricos no peninsulares, que adoptan esta nueva denominación, se establece la posibilidad de establecimiento de un régimen singular para el que se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes de estos sistemas eléctricos asociados a su carácter aislado.

La gestión técnica y económica del sistema mantienen en esencia el resto de criterios retributivos, incorporando en la retribución del operador del sistema incentivos a la reducción de costes del sistema derivados de la operación.

La elevada penetración de las tecnologías de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, incluidas en el denominado régimen especial de producción de energía eléctrica, ha ocasionado que su regulación singular ligada a la potencia y a su tecnología carezca de objeto. Por el contrario, hace preciso

cve: BOE-A-2013-13645

que la regulación contemple a estas instalaciones de manera análoga a la del resto de tecnologías que se integran en el mercado, y en todo caso, que sean consideradas por razón de su tecnología e implicaciones en el sistema, en lugar de por su potencia, por lo que se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial. Por este motivo se procede a una regulación unificada, sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer.

El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basará en la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Esta retribución específica complementaria será suficiente para alcanzar el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que, a diferencia de las tecnologías convencionales, estas no puedan recuperar en el mercado y les permitirá obtener una rentabilidad adecuada con referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

La tasa de retribución para las actividades de red y la tasa de rentabilidad para la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el primer periodo regulatorio, establecidas en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, son plenamente coherentes con los principios contenidos en esta ley. Para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada.

Además, se dispone que, en ningún caso, se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español y que dichos costes deberán responder exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Este nuevo marco regulatorio da una respuesta global al relevante cambio de las circunstancias experimentado en los últimos años en el ámbito de las tecnologías de generación basadas en fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, en términos que obedecen a motivos más que justificados por la situación descrita. Las inversiones en estas tecnologías seguirán estando protegidas y fomentadas en España por este nuevo marco normativo, que consagra el principio de rentabilidad razonable y establece el criterio de revisión de los parámetros retributivos cada seis años para cumplir con el citado principio. De este modo, se trata de consolidar la continua adaptación que la regulación ha experimentado para mantener esta rentabilidad razonable mediante un sistema previsible y sometido a concreción temporal.

La ley prevé la posibilidad, con carácter excepcional, de establecimiento de nuevos regímenes retributivos específicos para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas europeas u otras normas del Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

Asimismo, la ley precisa los criterios de prioridad de acceso y despacho para la electricidad de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, de acuerdo con lo establecido en las directivas comunitarias.

En relación con la fijación de las retribuciones de las actividades de redes, sistemas eléctricos no peninsulares y régimen de energías renovables y cogeneración, la ley introduce el concepto de período regulatorio, habitual en la regulación de otros países de nuestro entorno, y lo fija en un período de seis años. La ley introduce herramientas de flexibilidad con la finalidad de adaptar las retribuciones a la situación cíclica de la economía y a las necesidades del sistema, conjugando la necesidad de estabilidad y previsibilidad para los agentes con la exigencia de adaptación de los regímenes retributivos.

cve: BOE-A-2013-13645

El desarrollo del autoconsumo como fuente alternativa de generación de electricidad al margen del sistema eléctrico requiere la regulación de una actividad que no tenía hasta la fecha un marco legal y reglamentario específico. La ley tiene por finalidad garantizar un desarrollo ordenado de la actividad, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto. En este sentido, el articulado de la ley establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores. Transitoriamente, se establecen excepciones para los casos en los que el autoconsumo supone una reducción de costes para el sistema y para las instalaciones existentes de cogeneración.

La norma impulsa el principio de competencia efectiva en el sector eléctrico. Así, se introduce en este sentido un mecanismo competitivo para la reducción del poder de monopolio en los mercados de restricciones, un nuevo régimen de regulación de las energías renovables, de cogeneración y residuos que reduce las distorsiones que estas creaban en el mercado y las hace partícipes del mismo en cuanto a que su retribución no será ajena al mercado, un aumento de la competencia en las comercializadoras de referencia, la mejora de la posición del consumidor en cuanto a información disponible y facilitación de procesos de cambio de suministrador entre otros.

En el mismo sentido, el acceso de los sujetos a las redes constituye uno de los pilares sobre los que se sustenta el funcionamiento del sistema eléctrico, fundamental para la garantía de suministro y de competencia efectiva en el mercado. La presente ley procede a una mayor concreción de los conceptos de acceso y conexión a las redes, reforzando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación en su otorgamiento, y fijando el régimen de otorgamiento y denegación bajo criterios exclusivamente técnicos.

En lo relativo a los consumidores, la presente ley establece la regulación sobre la que se van a basar las relaciones entre los consumidores y las empresas comercializadoras y distribuidoras en relación con el suministro de energía eléctrica, mediante el establecimiento de sus derechos y obligaciones en el marco general de contratación. Para ello, se observan las disposiciones de la citada Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009 relativas a derechos de los consumidores.

Se establece el denominado precio voluntario para el pequeño consumidor, como el precio máximo de referencia al que podrán contratar los consumidores de menos de determinada potencia contratada que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora.

Se define asimismo la figura del consumidor vulnerable, vinculado a determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, y se establece la adopción de las medidas oportunas para garantizar una protección adecuada a estos consumidores. Estos consumidores tendrán derecho a una tarifa reducida respecto del precio voluntario para el pequeño consumidor.

Finalmente se procede a una reformulación del régimen sancionador para adaptarlo a la evolución que ha experimentado el sector desde el inicio del proceso de liberalización, así como a un reforzamiento de los mecanismos de control del sistema por parte de las autoridades públicas en materia de inspección, registro de actividades y control del fraude.

III

La ley del Sector Eléctrico está conformada por ochenta artículos y se estructura en diez títulos, veinte disposiciones adicionales, dieciséis disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, y seis disposiciones finales.

El título I contiene las disposiciones generales en donde se establece el objeto y las finalidades de la norma; el régimen de actividades, introduciendo como novedad la consideración del suministro de energía eléctrica como un servicio de interés económico general; se clarifica la distribución de competencias entre las distintas Administraciones Públicas; se regulan los aspectos básicos de la planificación eléctrica incorporando herramientas para vincular el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico, y a

cve: BOE-A-2013-13645

los principios de sostenibilidad económica y estableciendo unos límites de inversión anual, además de la posibilidad de una revisión excepcional de la misma ante hechos sobrevenidos que afecten a la eficiencia, garantía o seguridad; así como la necesaria coordinación de la planificación con los planes urbanísticos.

La ordenación del suministro se regula en el título II. En primer lugar, se definen los sujetos: productores, operador del mercado y del sistema, transportistas, distribuidores, comercializadores, consumidores y gestores de cargas del sistema; y se introduce la definición, ya existente en la antigua ley, de representantes de los agentes. En segundo lugar, y en relación a la garantía de suministro, se refuerza el papel de la Administración General del Estado, en cuanto titular último de la garantía y seguridad de suministro energético, mejorando las herramientas de actuación por parte de ésta en caso de situaciones de riesgo para la seguridad de suministro, con la necesaria colaboración con las Comunidades Autónomas afectadas. En tercer lugar, se regula el funcionamiento del sistema eléctrico en términos similares a los regulados en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Destaca en este título la regulación del autoconsumo de energía eléctrica distinguiendo tres modalidades y estableciéndose que las instalaciones que estén conectadas al sistema deberán contribuir a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico en los mismos términos que la energía consumida por el resto de sujetos del sistema. Por otra parte, se contempla la aplicación de un régimen específico a las actividades para el suministro de energía eléctrica en territorios no peninsulares, abandonando la terminología de sistemas eléctricos no peninsulares. A continuación se regulan los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad, y finalmente, se contiene un artículo relativo a la separación de actividades que introduce determinadas obligaciones para las empresas comercializadoras de referencia, y determinadas exenciones de las obligaciones de separación de actividades para las empresas distribuidoras.

El título III desarrolla el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema por el que se entiende la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del mismo. Por un lado, se definen los ingresos del sistema eléctrico y sus costes, que si bien ya estaban definidos en la normativa anterior con esta nueva ley se numeran en un solo artículo. Asimismo, se establecen dos principios fundamentales: por una parte, que los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico, y por otra, que para mantener los techos de costes e ingresos, toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. Además con carácter anual, se aprobará una previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los siguientes seis años.

Por otro lado, y en relación a la retribución de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrico se determina de forma expresa que los ingresos del sistema eléctrico serán destinados a pagar exclusivamente la retribución propia de las actividades destinadas al suministro eléctrico, sin que puedan destinarse a otros fines, y que la metodología del cálculo de las retribuciones del transporte, distribución, gestión técnica y económica y producción no peninsular considerará los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada aplicando criterios homogéneos en todo el territorio español. Los parámetros para el establecimiento de las retribuciones tendrán una vigencia de seis años y para su revisión, que se llevará a cabo antes del comienzo del periodo regulatorio, se tendrá en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y de una rentabilidad adecuada para estas actividades.

Igualmente se regulan los criterios de redes y de funcionamiento de las instalaciones de generación con retribución regulada, que se fijarán por el Gobierno con carácter básico y de manera homogénea para todo el territorio español en función de las mejores prácticas de las actividades, los índices de calidad y los niveles de protección del medio ambiente, que serán utilizados en la planificación de la red de transporte.

cve: BOE-A-2013-13645

Asimismo, en este título se distingue entre los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos que son necesarios para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan, que se fijarán de acuerdo con la metodología que establezca el Gobierno, revisándose con carácter general peajes y cargos anualmente, o cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.

Resulta novedosa la regulación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español. Estos precios se definen, en línea con las anteriormente denominadas tarifas de último recurso, como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores que se acojan a ellos. De este modo, la denominación de tarifas de último recurso queda reservada a dos colectivos de consumidores: los denominados vulnerables, y aquellos consumidores que, sin tener derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador. Dichos precios voluntarios para el pequeño consumidor incluirán de forma aditiva, por analogía con la actual tarifa de último recurso definida según la normativa vigente, los conceptos de coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos que correspondan y los costes de comercialización que correspondan.

El régimen jurídico del cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas establece, como novedad, que las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico se realizarán, con carácter general, mensualmente y con igual periodicidad.

Destaca además la regulación de los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema. Se define a nivel legal el concepto de desajuste, que ya se venía utilizando en la normativa del sector. Se limitan los desajustes por déficit de ingresos de tal forma que su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados para ese ejercicio y la deuda acumulada por desajustes no podrá superar el 5 por ciento de dichos ingresos. En el caso de que no se cumplan dichos límites se revisarán los peajes o cargos que correspondan. La parte del desajuste que no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a los derechos de cobro por la actividad que realizan. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés. En cuanto a los superávit de ingresos que pudieran resultar se destinarán a compensar desajustes de años anteriores y mientras existan deudas pendientes de años anteriores, los peajes de acceso o cargos no podrán ser revisados a la baja.

Por último, y en lo relativo a la contabilidad e información, se amplía la obligación de llevar contabilidad separada no sólo de las actividades eléctricas de aquellas que no lo sean, como estaba establecido hasta ahora, sino también separar la contabilidad de la actividad de producción con retribución regulada y libre. Esta obligación que hasta ahora afectaba a los productores con regímenes económicos específicos se amplía a todos los productores con retribución regulada.

El título IV regula la producción de energía eléctrica. Se eliminan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer. Una de las principales novedades introducidas en esta ley es la regulación del cierre temporal de instalaciones de producción, el cual, al igual que la puesta en funcionamiento modificación, transmisión y cierre definitivo de instalaciones, estará sometido al régimen de autorización administrativa previa. Igualmente, se regulan en este título los aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica y, el sistema de ofertas en el mercado diario, con la particularidad de que todas las unidades de producción deben realizar ofertas al mercado, incluidas las del extinto régimen especial. Completan este título la regulación de la demanda y contratación de la energía, los derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica, así como el registro de régimen retributivo específico.

cve: BOE-A-2013-13645

La gestión económica y técnica del sistema se contempla en el título V. Por una parte, se regulan las funciones del operador del sistema y del operador del mercado, así como los procedimientos de certificación del operador del sistema por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de autorización y designación como gestor de la red de transporte por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que se notificarán a la Comisión Europea, así como el de certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea. Por otra, se regula el acceso y conexión a las redes, definiendo claramente los conceptos de derecho de acceso y derecho de conexión así como los permisos de acceso y conexión, el procedimiento y requisitos para su concesión y los sujetos encargados de concederlos al amparo de unos criterios técnicos y económicos que se establecerán reglamentariamente.

El título VI regula la actividad de transporte de energía eléctrica. En este título se regula qué instalaciones se integran en la red de transporte incluyendo la definición de red de transporte aplicable a los territorios no peninsulares, que anteriormente estaba recogida en normas de menor rango. Asimismo, se introduce expresamente el requisito de estar incluido en la planificación para el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones. Finalmente, se recogen las funciones que deberá desarrollar el transportista, anteriormente dispersas en normas de rango legal y reglamentario.

La actividad de distribución de energía eléctrica se contempla en el título VII, en el que, principalmente, se detalla el concepto de actividad de distribución, se introduce la definición de instalaciones de distribución, y se recogen las obligaciones y funciones de las empresas de distribución de energía eléctrica distinguiendo entre aquellas que son ejecutadas como titulares de las redes de distribución y aquellas que son realizadas como empresas gestoras de la red de distribución.

El título VIII relativo al suministro de energía eléctrica se estructura en dos capítulos. El capítulo I referido al suministro de los usuarios y a la gestión de la demanda eléctrica, en el que se profundiza en las medidas de protección al consumidor siguiendo las directrices de la Directiva 2009/72/CE, de 13 de julio de 2009. De este modo, al derecho ya recogido actualmente de poder elegir suministrador pudiendo contratar la energía directamente en el mercado o a través de un comercializador, se añaden, entre otros, el de recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen, ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios, y disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones. Además, se establecen las obligaciones de los consumidores, y en relación al consumidor vulnerable se recoge lo previsto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, añadiendo que el bono social será considerado obligación de servicio público de acuerdo con la citada Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009. Completan este capítulo los derechos y obligaciones de las empresas comercializadoras, el servicio de recarga energética, y la gestión de la demanda, y los planes de ahorro y eficiencia energética.

El capítulo II de este título VIII regula la calidad del suministro entendido como conjunto de características, técnicas y de atención y relación con los consumidores o productores, exigibles a las empresas que realicen actividades destinadas al suministro eléctrico. Asimismo, prevé el régimen jurídico de la suspensión del suministro eléctrico.

El título IX contiene el régimen de autorizaciones, expropiación y servidumbres. Por razones de claridad y simplificación normativa se recogen en un mismo artículo las autorizaciones necesarias para las instalaciones de transporte, distribución, producción, líneas directas, transmisión y cierre de las instalaciones. El resto de preceptos del título se refieren a la declaración de utilidad pública y sus efectos, así como a las servidumbres de paso.

Finalmente, el título X regula el régimen de inspecciones, infracciones y sanciones, diferenciando tres capítulos. Destaca en este título la revisión de la tipificación de infracciones y la inclusión de nuevas infracciones, al haber identificado determinadas conductas que no habían sido contempladas en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y

cve: BOE-A-2013-13645

que tienen un impacto negativo en la sostenibilidad económica y en el funcionamiento del sistema eléctrico. Se revisa la cuantía de las sanciones, se amplían las sanciones accesorias existentes, y se modifica la competencia para la imposición de sanciones.

En cuanto a la parte final, la ley se completa con veinte disposiciones adicionales, dieciséis disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, y seis disposiciones finales.

## TÍTULO I

## Disposiciones generales

### Artículo 1. *Objeto.*

1. La presente ley tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.

2. Son actividades destinadas al suministro de energía eléctrica: generación, transporte, distribución, servicios de recarga energética, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

### Artículo 2. *Régimen de las actividades.*

1. Se reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica reguladas en la presente ley sin perjuicio de las limitaciones que se pudieran establecer para las actividades que tengan carácter de monopolio natural.

2. El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general.

3. Corresponde al Gobierno y a las Administraciones Públicas la regulación y el control de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. Asimismo, el operador del mercado y el operador del sistema tendrán las funciones que expresamente se le atribuyan.

4. En la regulación de la prestación del suministro de energía eléctrica se podrán tener en cuenta los planes y recomendaciones aprobados en el seno de los organismos internacionales, en virtud de los Convenios y Tratados en los que el Reino de España sea parte.

### Artículo 3. *Competencias de la Administración General del Estado.*

Corresponden a la Administración General del Estado, en los términos establecidos en la presente ley, las siguientes competencias:

1. Establecer la regulación básica de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.

2. Determinar, en el ámbito de su competencia, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica.

3. Determinar las medidas necesarias para garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

4. Ejercer las facultades de planificación eléctrica en los términos establecidos en el artículo siguiente.

5. Establecer el régimen retributivo y fijar la retribución de aquellas actividades que tengan una retribución regulada de acuerdo con lo previsto en la presente ley.

6. Otorgar y revocar el régimen retributivo a las instalaciones y a los sujetos a los que les sea aplicable de acuerdo con lo previsto en la presente ley y en su normativa desarrollo.

cve: BOE-A-2013-13645

7. Regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los peajes correspondientes al uso de redes de transporte y distribución, así como establecer los criterios para el otorgamiento de garantías por los sujetos que corresponda y fijar, en su caso, el precio voluntario para el pequeño consumidor como precio máximo del suministro de energía eléctrica a los consumidores que reglamentariamente se determinen.

8. Ejercer las funciones de ordenación previstas en el título II.

9. Regular la organización y funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica.

10. Regular los términos en que se ha de desarrollar la gestión económica y técnica del sistema, aprobando las reglas de mercado y los procedimientos de operación de carácter instrumental y técnico necesarios.

11. Establecer los requisitos de calidad y seguridad que han de regir el suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta los criterios establecidos en el artículo 1.

12. Determinar los derechos y obligaciones de los sujetos relacionados con el suministro de energía eléctrica.

13. Autorizar las siguientes instalaciones eléctricas:

a) Instalaciones peninsulares de producción de energía eléctrica, incluyendo sus infraestructuras de evacuación, de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos, instalaciones de transporte primario peninsular y acometidas de tensión igual o superior a 380 kV.

b) Instalaciones de producción incluyendo sus infraestructuras de evacuación, transporte secundario, distribución, acometidas y líneas directas, que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, así como las líneas directas conectadas a instalaciones de generación de competencia estatal.

c) Instalaciones de producción ubicadas en el mar territorial.

d) Instalaciones de producción de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos ubicadas en los territorios no peninsulares, cuando sus sistemas eléctricos estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, de acuerdo con lo establecido en el artículo 25.2.

e) Instalaciones de transporte primario y acometidas de tensión nominal igual o superior a 380 kV ubicadas en los territorios no peninsulares, cuando estos estén conectados eléctricamente con el sistema peninsular.

14. Impartir, en el ámbito de su competencia, instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las redes e instalaciones eléctricas de transporte y distribución, en garantía de una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía, con un mínimo impacto ambiental.

15. Inspeccionar, en el ámbito de su competencia, a los sujetos que realicen actividades destinadas al suministro de energía eléctrica reguladas en la presente ley, así como sus instalaciones, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo.

16. Sancionar, en el ámbito de su competencia y de acuerdo con lo dispuesto en la presente ley y disposiciones que la desarrollen, las infracciones cometidas.

Artículo 4. *Planificación eléctrica.*

1. La planificación eléctrica tendrá por objeto prever las necesidades del sistema eléctrico para garantizar el suministro de energía a largo plazo, así como definir las necesidades de inversión en nuevas instalaciones de transporte de energía eléctrica, todo ello bajo los principios de transparencia y de mínimo coste para el conjunto del sistema.

Únicamente tendrá carácter vinculante la planificación de la red de transporte con las características técnicas que en la misma se definen.

2. La planificación eléctrica será realizada por la Administración General del Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla,

cve: BOE-A-2013-13645

requerirá informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y trámite de audiencia. Será sometida al Congreso de los Diputados, de acuerdo con lo previsto en su Reglamento, con carácter previo a su aprobación por el Gobierno, y abarcará periodos de seis años.

3. Dicha Planificación incluirá los siguientes aspectos:

a) Con carácter indicativo, varios escenarios sobre la evolución futura de la demanda eléctrica incluyendo un análisis de sensibilidad en relación con la posible evolución de la demanda ante cambios en los principales parámetros y variables que la determinan y un análisis de los criterios que conducen a la selección de un escenario como el más probable. Sobre el escenario seleccionado se analizarán los recursos necesarios para satisfacerla y sobre las necesidades de nueva potencia, todo ello en términos que fomenten un adecuado equilibrio entre la eficiencia del sistema, la seguridad de suministro y la protección del medio ambiente.

b) Estimación de la capacidad mínima que debe ser instalada para cubrir la demanda prevista bajo criterios de seguridad del suministro y competitividad, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y distribución de acuerdo con la previsión de la demanda de energía eléctrica, que resulten óptimas conforme al análisis de coste y beneficio de las distintas opciones o niveles de adecuación del sistema para atender dicha demanda garantizando la seguridad de suministro.

d) El establecimiento de las líneas de actuación en materia de calidad del servicio, tendentes a la consecución de los objetivos de calidad.

e) Las actuaciones sobre la demanda que optimicen la gestión de los recursos y fomenten la mejora del servicio prestado a los usuarios, así como la eficiencia y ahorro energéticos.

f) La evolución de las condiciones del mercado de producción para la consecución de la garantía de suministro.

g) Los criterios de protección medioambiental que deben condicionar las actividades de suministro de energía eléctrica, con el fin de minimizar el impacto ambiental producido por dichas actividades.

4. Los planes de desarrollo de la red de transporte, que se deberán incluir en la planificación eléctrica, recogerán las líneas de transporte y subestaciones previstas, abarcarán periodos de seis años e incluirán criterios y mecanismos de flexibilidad en cuanto a su implementación temporal para adaptarse a la evolución real de la demanda de electricidad, sin perjuicio de su revisión periódica cuando los parámetros y variables que sirvieron de base para su elaboración hubieran variado.

Excepcionalmente, por acuerdo del Consejo de Ministros, previo trámite de audiencia, informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas y oído el operador del sistema, se podrá proceder a la modificación de aspectos puntuales de los planes de desarrollo cuando se produjera alguna de las siguientes situaciones:

a) De acuerdo a los criterios de planificación establecidos, se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa a la garantía y seguridad de suministro.

b) Surjan nuevos suministros cuya alimentación por motivos técnicos únicamente pueda realizarse desde la red de transporte y ésta no pudiera realizarse bajo la planificación de la red de transporte vigente.

c) Concurran razones de eficiencia económica del sistema.

Estas actuaciones podrán ser propuestas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte motivando su carácter excepcional.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá aprobar programas de ejecución anual de las instalaciones para la realización de los planes de

cve: BOE-A-2013-13645

desarrollo incluidos en la planificación eléctrica, en los que se podrán contemplar las adaptaciones de carácter técnico necesarias para la ejecución de las mismas.

La planificación de la red de transporte de energía eléctrica, incluyendo las eventuales revisiones que pudieran realizarse, se llevará a cabo sujetándose al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 14 y, en todo caso, teniendo en cuenta los límites de inversión anual que se establezcan reglamentariamente.

5. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados anteriores, el Gobierno podrá aprobar, con carácter indicativo, planes relativos al aprovechamiento energético de las fuentes de energía renovables y de eficiencia energética en el sector eléctrico, al objeto de favorecer el cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para España en estas materias, derivados de la pertenencia a la Unión Europea.

Artículo 5. *Coordinación con planes urbanísticos.*

1. La planificación de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, que se ubiquen o discurran en cualquier clase y categoría de suelo, deberá tenerse en cuenta en el correspondiente instrumento de ordenación del territorio y urbanístico, el cual deberá precisar las posibles instalaciones y calificar adecuadamente los terrenos, estableciendo, en ambos casos, las reservas de suelo necesarias para la ubicación de las nuevas instalaciones y la protección de las existentes.

2. Cuando existan razones justificadas de urgencia o excepcional interés para el suministro de energía eléctrica que aconsejen el establecimiento de instalaciones de transporte y distribución que precisen de un acto de intervención municipal previo, se estará a lo dispuesto en la disposición adicional décima del texto refundido de la Ley del Suelo, aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio. El mismo procedimiento será aplicable en los casos en que existan instrumentos de ordenación territorial y urbanística ya aprobados definitivamente, en los que no se haya tenido en cuenta la planificación eléctrica conforme al apartado anterior.

3. En todo caso, en lo relativo a las instalaciones de transporte cuya autorización sea competencia de la Administración General del Estado se estará a lo establecido en la disposición adicional duodécima de la Ley 13/2003, de 23 de mayo, reguladora del contrato de concesión de obras públicas.

4. A todos los efectos, las infraestructuras propias de las actividades del suministro eléctrico, reconocidas de utilidad pública por la presente ley, tendrán la condición de sistemas generales.

## TÍTULO II

## Ordenación del suministro

Artículo 6. *Sujetos.*

1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica a que se refiere el artículo 1.2 serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

a) Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las instalaciones de producción.

b) El operador del mercado, que es aquella sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 29.

c) El operador del sistema, que es aquella sociedad mercantil que tiene las funciones que le atribuye el artículo 30.

d) El transportista, que es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 36.

cve: BOE-A-2013-13645

e) Los distribuidores, que son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo y todas aquellas funciones que se recogen en el artículo 40.

f) Los comercializadores, que son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la presente ley.

Reglamentariamente se establecerá el procedimiento y requisitos para ser comercializador de referencia.

g) Los consumidores, que son las personas físicas o jurídicas que adquieren la energía para su propio consumo.

Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

h) Los gestores de cargas del sistema, que son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética.

Los gestores de carga del sistema son los únicos sujetos con carácter de cliente mayorista en los términos previstos en la normativa comunitaria de aplicación.

2. Los agentes que actúen por cuenta de cualquier sujeto a los efectos de su participación en el mercado de producción y de los cobros y pagos de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas tendrán la consideración de representantes. Los agentes que actúen como representantes no podrán actuar simultáneamente por cuenta propia y por cuenta ajena. Se entenderá que un representante actúa por cuenta propia cuando participe de forma directa o indirecta en más de un 50 por ciento del capital de la sociedad que representa.

La representación por cuenta ajena podrá ser indirecta, cuando el representante actúa en nombre propio, o directa, cuando el representante actúa en nombre del representado.

Artículo 7. *Garantía del suministro.*

1. Todos los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en los términos establecidos en esta ley y en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

2. El Gobierno podrá adoptar, para un plazo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando concurra alguno de los siguientes supuestos:

a) Riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica.

b) Situaciones de desabastecimiento de alguna o algunas de las fuentes de energía primaria.

c) Situaciones de las que se pueda derivar amenaza grave para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica previa comunicación a las Comunidades Autónomas afectadas.

d) Situaciones en las que se produzcan reducciones sustanciales de la disponibilidad de las instalaciones de producción, transporte o distribución o de los índices de calidad del suministro imputables a cualquiera de ellas.

cve: BOE-A-2013-13645

3. Las medidas que se adopten por el Gobierno para hacer frente a las situaciones descritas en el apartado anterior podrán referirse, entre otros, a los siguientes aspectos:

a) Limitaciones o modificaciones temporales del mercado de electricidad a que se refiere el artículo 25 o del despacho de generación existente en los sistemas eléctricos aislados.

b) Operación directa de las instalaciones de generación, transporte y distribución.

c) Establecimiento de obligaciones especiales en materia de existencias de seguridad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica.

d) Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos que se establecen en el artículo 26 para los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.

e) Modificación de las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

f) Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos y garantías de acceso a las redes por terceros.

g) Limitación o asignación de abastecimientos de energías primarias a los productores de electricidad.

h) Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los Organismos internacionales de los que España sea miembro o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.

4. En las situaciones descritas, el Gobierno determinará el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes.

5. Cuando las medidas adoptadas por el Gobierno de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 afecten únicamente a una Comunidad Autónoma, la decisión se adoptará en colaboración con ésta.

No obstante lo anterior, en el caso de que en los territorios no peninsulares se produjeran situaciones de riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica o situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica, las medidas allí previstas podrán ser también adoptadas por las comunidades o ciudades autónomas afectadas, siempre que se restrinjan a su respectivo ámbito territorial. En dicho supuesto, tales medidas no tendrán repercusiones económicas en el sistema eléctrico, salvo que existiera acuerdo previo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que así lo autorice.

6. Cuando el incumplimiento de las obligaciones de los sujetos definidos en el artículo 6 pueda afectar a la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, y a fin de garantizar su mantenimiento, el Gobierno podrá acordar la intervención de la correspondiente empresa de acuerdo con lo previsto en el artículo 128.2 de la Constitución, adoptando las medidas oportunas para ello.

A estos efectos serán causas de intervención de una empresa las siguientes:

1.º Cuando medie declaración de concurso de acreedores y la empresa no se halle en condiciones de cumplir con sus obligaciones, y, en todo caso, si se ha producido la apertura de la fase de liquidación.

2.º La gestión irregular de la actividad cuando le sea imputable y pueda dar lugar a su paralización con interrupción del suministro a los usuarios.

3.º La grave y reiterada falta de mantenimiento adecuado de las instalaciones que ponga en peligro la seguridad de las mismas.

En estos supuestos, si las empresas que desarrollan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica lo hacen mediante instalaciones cuya autorización sea competencia exclusiva de una Comunidad Autónoma, la intervención será acordada por ésta, salvo que esté en riesgo la seguridad de suministro, en cuyo caso, también podrá ser acordada por el Gobierno, quien lo comunicará a la Comunidad Autónoma.

cve: BOE-A-2013-13645

7. En todo caso, se pondrá a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información sobre la aplicación de las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica contenida en el presente artículo.

Artículo 8. *Funcionamiento del sistema.*

1. La producción de energía eléctrica se desarrollará en régimen de libre competencia.

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados. Los sujetos definidos en el artículo 6 que actúen en el mercado de producción a que se refiere el párrafo anterior podrán pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos previstos en la presente ley y en sus reglamentos de desarrollo.

El Gobierno podrá determinar el funcionamiento del mercado diario e intradiario con base en ofertas de unidades de producción ya sean físicas o en cartera y, en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares el funcionamiento de un despacho técnico y económico.

2. La operación del sistema, la operación del mercado, el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente ley.

Se garantiza el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas establecidas en esta ley y en los términos que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno.

3. Sin perjuicio de lo establecido para la comercialización de referencia, la comercialización y los servicios de recarga energética se ejercerán libremente en los términos previstos en la presente ley y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

4. Salvo pacto en contrario, la transmisión de la propiedad de la energía eléctrica se entenderá producida en el momento en que la misma tenga entrada en las instalaciones del comprador.

En el caso de los comercializadores y de los gestores de cargas, la transmisión de la propiedad de la energía eléctrica se entenderá producida, salvo pacto en contrario, cuando la misma tenga entrada en las instalaciones de su cliente.

Artículo 9. *Autoconsumo de energía eléctrica.*

1. A los efectos de esta ley, se entenderá por autoconsumo el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidades de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. En

cve: BOE-A-2013-13645

este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

c) Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

d) Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

2. En el caso en que la instalación de producción de energía eléctrica o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico, los titulares de ambas estarán sujetos a las obligaciones y derechos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo.

3. Todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico.

Para ello estarán obligados a pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo descritas en el apartado anterior.

El Gobierno podrá establecer reglamentariamente reducciones en dichos peajes, cargos y costes en los sistemas no peninsulares, cuando las modalidades de autoconsumo supongan una reducción de los costes de dichos sistemas.

4. Los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica tendrán la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, creado a tal efecto en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Reglamentariamente, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se establecerá por el Gobierno la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

5. El Gobierno establecerá las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones con autoconsumo.

Asimismo el Gobierno establecerá las condiciones económicas para que las instalaciones de la modalidad b) de producción con autoconsumo vendan al sistema la energía no autoconsumida.

Artículo 10. *Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

1. Las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares podrán ser objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado, previo informe de las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas.

2. Dicha reglamentación desarrollará, al menos, los siguientes mecanismos:

a) La planificación de las infraestructuras de la red de transporte de energía eléctrica basada en criterios de análisis coste/beneficio, en relación con el resto de actividades destinadas al suministro, y en los términos previstos en el artículo 4.

b) El establecimiento de un régimen retributivo para la actividad de producción en los términos previstos en el artículo 14.

c) El fomento de energías renovables cuando sean técnicamente asumibles y supongan una reducción de costes del sistema en los términos previstos en el artículo 14.

cve: BOE-A-2013-13645

d) La integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular, cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial suficiente, y hasta entonces, la aplicación de criterios técnicos y de mercado para el despacho de la energía.

e) El establecimiento de incentivos económicos al operador del sistema para que, manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el coste de generación en los sistemas no peninsulares.

f) La incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular su demanda.

Artículo 11. *Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad.*

1. Podrán realizarse libremente los intercambios intracomunitarios de electricidad en los términos previstos en la presente ley.

2. Las adquisiciones de energía a través de las interconexiones con otros Estados miembros de la Unión Europea o terceros países podrán ser realizadas por los productores, comercializadores y consumidores directos en mercado definidos en el artículo 6.

Dicha energía podrá adquirirse mediante cualquiera de las modalidades de contratación que se autoricen en el desarrollo de esta ley.

3. Las ventas de energía a través de las interconexiones con otros Estados miembros de la Unión Europea o terceros países podrán ser realizadas por los productores, comercializadores y consumidores directos en mercado definidos en el artículo 6. Estas operaciones deberán ser comunicadas al operador del sistema, que podrá denegarlas cuando impliquen un riesgo cierto para el suministro.

4. Los intercambios a corto plazo de energías de balance o de reserva que tengan por objeto el mantenimiento de las condiciones de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el sistema y los intercambios de servicios transfronterizos de ajuste, serán realizados por el operador del sistema u otros sujetos del sistema en los términos que reglamentariamente se establezcan.

5. Los intercambios de energía eléctrica a través de las interconexiones con terceros países estarán, en todo caso, sometidos a autorización administrativa del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

6. El régimen jurídico y económico al que se someterán los intercambios intracomunitarios e internacionales se regulará reglamentariamente respetando los principios de competencia y transparencia que han de regir el mercado de producción. En todo caso, los sujetos que realicen operaciones de exportación de energía eléctrica habrán de abonar los costes del sistema que proporcionalmente les correspondan.

Artículo 12. *Separación de actividades.*

1. Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades de transporte, distribución y operación del sistema a que se refiere el apartado 2 del artículo 8 deberán tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción, de comercialización o de servicios de recarga energética, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.

2. No obstante, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la ley, siempre que sean ejercidas por sociedades diferentes, y se cumplan los siguientes criterios de independencia:

a) Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de generación, comercialización o de servicios de recarga energética. Adicionalmente, y sin perjuicio de lo establecido en el segundo párrafo del artículo 34.2 en materia de transportista único y de exclusividad de desarrollo de la actividad de transporte, el

cve: BOE-A-2013-13645

responsable de administración de la red de distribución no podrá participar en la gestión cotidiana de las actividades de transporte.

b) Los grupos de sociedades garantizarán, bajo la responsabilidad de sus administradores, la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales. En particular establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.

Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción, comercialización o de servicios de recarga energética.

Además, las sociedades que realicen actividades reguladas, así como sus trabajadores, no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenezcan, en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.

c) Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener o desarrollar la red de transporte o distribución de energía eléctrica.

No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y podrá someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento, que no interfieran en la viabilidad del presupuesto elaborado por la sociedad regulada como sociedad individual.

En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de transporte o distribución, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente, ni tampoco podrá dar instrucciones sobre qué servicios necesita contratar la sociedad regulada a otras sociedades del grupo si no presentan condiciones económicas comparables a las que se obtendrían en el exterior.

d) Las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en los párrafos a), b) y c) anteriores.

Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la persona u órgano competente designado por la sociedad a tal efecto. El encargado de evaluar el cumplimiento será totalmente independiente y tendrá acceso a toda la información de la sociedad y de cualquiera de sus empresas filiales que requiera para el desempeño de su función.

Anualmente, el encargado de supervisión presentará un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que será publicado en el «Boletín Oficial del Estado», indicando las medidas adoptadas para lograr el cumplimiento de lo estipulado en los párrafos a), b) y c) anteriores. Este informe será remitido antes del 31 de marzo de cada año con respecto al ejercicio anterior.

e) La separación de actividades y, en particular, la separación funcional, a cuyo efecto las empresas obligadas deberán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el código de conducta previsto en el párrafo d) del presente artículo antes del 31 de marzo de cada año, con relación al ejercicio anterior.

3. Las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente ley, no crearán confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización, sin perjuicio de las infracciones previstas en la normativa vigente a este respecto.

cve: BOE-A-2013-13645

4. El conjunto de obligaciones establecidas en el apartado 2 del presente artículo no serán aplicables a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

## TÍTULO III

## Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico

### Artículo 13. *Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.*

1. Las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de esta ley estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Se entenderá por sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a lo establecido en esta ley y en su normativa de desarrollo.

2. Los costes del sistema serán financiados mediante los ingresos del sistema eléctrico que comprenderán:

a) Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores y los productores y los agentes por las exportaciones de energía a países no comunitarios, destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución,

b) los cargos que se establezcan para el pago de las otras partidas de costes que no sean cubiertas por otros ingresos, según se encuentran definidos en el artículo 16,

c) cualquier mecanismo financiero establecido normativamente,

d) las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado destinadas a cubrir, entre otros, las cuantías que se determinen correspondientes a los costes del régimen retributivo específico para el fomento de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables y al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional y,

e) Cualquier otro ingreso atribuido expresamente por una norma de rango legal o reglamentario.

3. Los costes del sistema eléctrico, que se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en la presente ley y sus normas de desarrollo, serán los siguientes:

a) Retribución de las actividades de transporte y distribución.

b) Régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

c) Retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.

d) Retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad, en su caso,

e) Retribución asociada a los mecanismos que se desarrollen en aplicación del artículo 25.1, en su caso.

f) Compensación asociada a la moratoria nuclear de acuerdo con la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

g) Dotación del fondo para la financiación del Plan General de Residuos Radiactivos.

h) Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

i) Imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de energía en el mercado de producción, en su caso.

j) Anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.

k) Medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidos conforme a lo establecido en el artículo 49.

cve: BOE-A-2013-13645

l) Gestión técnica y económica del sistema en caso de desajuste entre los ingresos y la retribución de estas actividades conforme a lo establecido en el artículo 14.11, y el importe recaudado a través de los precios regulados que cobran a los agentes.

m) Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico.

4. Los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico.

5. Toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes para el sistema eléctrico o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.

6. Con carácter anual, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobará una previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los seis siguientes años.

Artículo 14. *Retribución de las actividades.*

1. Las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica serán retribuidas en la forma dispuesta en la presente ley con cargo a los ingresos del sistema eléctrico definidos en el artículo 13, a los derivados de la participación en el mercado de producción, así como a los ingresos provenientes de la aplicación de lo dispuesto en la presente ley y su normativa de desarrollo.

Los ingresos del sistema eléctrico serán destinados a pagar exclusivamente la retribución propia de las actividades destinadas al suministro eléctrico y el resto de costes del sistema definidos en el artículo 13, sin que puedan destinarse a otros fines.

2. La retribución de las actividades se establecerá reglamentariamente con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

3. Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

4. Los parámetros de retribución de las actividades de transporte, distribución, producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

En la citada revisión para las actividades de transporte, distribución, y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional podrá modificarse la tasa de retribución aplicable a dichas actividades que se fijará legalmente.

En el caso de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico

cve: BOE-A-2013-13645

la modificación de los parámetros de retribución se realizará de acuerdo con los siguientes criterios:

1.º En la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio se podrán modificar todos los parámetros retributivos y, entre ellos el valor sobre el que girará la rentabilidad razonable en lo que reste de vida regulatoria de las instalaciones tipo que se fijará legalmente.

En ningún caso, una vez reconocida la vida útil regulatoria o el valor estándar de la inversión inicial de una instalación, se podrán revisar dichos valores.

2.º Cada tres años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento.

Asimismo, se ajustarán los parámetros retributivos en función de las desviaciones del precio del mercado respecto de las estimaciones realizadas para el periodo de tres años anterior. El método de ajuste se establecerá reglamentariamente y será de aplicación en lo que reste de vida útil de la instalación.

3.º Al menos anualmente se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

5. La retribución de la actividad de producción incorporará los siguientes conceptos:

a) La energía eléctrica negociada a través de los mercados diario e intradiario que se retribuirá sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada en los mismos resultante de los mecanismos que se establezcan.

La energía eléctrica negociada a través de los mercados de contratación bilateral o física o a plazo que se retribuirá sobre la base del precio de las operaciones contratadas en firme en los mencionados mercados.

Este concepto retributivo se definirá considerando las pérdidas incurridas en las redes y los costes derivados de las alteraciones del régimen normal de funcionamiento del sistema de ofertas.

b) Los servicios de ajuste del sistema necesarios para garantizar un suministro adecuado al consumidor.

Reglamentariamente se determinará qué servicios se consideran de ajuste del sistema, así como su régimen retributivo, diferenciándose aquellos que tengan carácter obligatorio de aquellos potestativos.

c) En su caso, la retribución en concepto de mecanismo de capacidad, que se establecerá por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, que permita dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado e incentive la disponibilidad de potencia gestionable.

d) En su caso, la retribución adicional a que hace referencia el apartado 6 para la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

e) En su caso, la retribución específica a que hace referencia el apartado 7 para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.

6. El Gobierno podrá determinar un concepto retributivo adicional para cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y los ingresos de dicha actividad de producción tomando como referencia la estructura de precios prevista en los párrafos a), b) y c) del apartado 5. El concepto retributivo adicional se basará en los siguientes principios:

a) Se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes específicos de estos sistemas eléctricos asociados a su ubicación territorial y, en su caso, a su carácter aislado.

cve: BOE-A-2013-13645

b) Para la determinación de los costes de inversión y explotación de la actividad de producción de energía eléctrica se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada.

c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

7. Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, en los términos establecidos a continuación:

a) El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.

Este régimen retributivo será compatible con la sostenibilidad económica del sistema eléctrico de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 y estará limitado, en todo caso, a los objetivos de potencia que se establezcan en la planificación en materia de energías renovables y de ahorro y eficiencia.

b) Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar:

i. Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.

ii. Los costes estándar de explotación.

iii. El valor estándar de la inversión inicial.

A estos efectos, en ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo el territorio español. Del mismo modo, sólo se tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

Como consecuencia de las singulares características de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, podrán definirse excepcionalmente instalaciones tipo específicas para cada uno de ellos.

El régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que permita obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable. Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en un plazo determinado cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes en los sistemas de los territorios no peninsulares.

cve: BOE-A-2013-13645

c) El valor de la inversión inicial se determinará mediante el procedimiento de concurrencia competitiva para otorgar el régimen retributivo adicional a cada instalación.

La retribución adicional a la del mercado, que pudiera corresponder a cada instalación será la que resulte de aplicar lo dispuesto en los apartados anteriores considerando como valor estándar de la inversión inicial el que resulte en el procedimiento de concurrencia competitiva.

d) La energía eléctrica imputable a la utilización de un combustible en una instalación de generación que utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles no será objeto de régimen retributivo específico, salvo en el caso de instalaciones híbridas entre fuentes de energía renovables no consumibles y consumibles, en cuyo caso la energía eléctrica imputable a la utilización de la fuente de energía renovable consumible sí podrá ser objeto de régimen retributivo específico.

A estos efectos, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se publicará la metodología para el cálculo de la energía eléctrica imputable a los combustibles utilizados.

e) El régimen retributivo específico devendrá inaplicable si como consecuencia de una inspección o de cualquier otro medio válido en derecho, quedase constatado que con anterioridad al plazo límite reglamentariamente establecido la instalación hubiera incumplido alguno de los siguientes requisitos:

i. Estar totalmente finalizada. A estos efectos, se considerará que una instalación está totalmente finalizada si cuenta con todos los elementos, equipos e infraestructuras que son necesarios para producir energía y verterla al sistema eléctrico, incluyendo, cuando corresponda, los sistemas de almacenamiento.

ii. Que sus características técnicas coincidan con las características técnicas proyectadas para la instalación en el momento del otorgamiento del derecho a la percepción del régimen retributivo específico.

En aquellos casos en que la característica técnica que haya sido modificada sea la potencia de la instalación, siempre y cuando dicha circunstancia constara en la inscripción en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica con anterioridad al vencimiento del plazo límite reglamentariamente establecido, el cumplimiento del requisito del párrafo ii de éste apartado e) solo será exigible para la parte de la instalación correspondiente a la potencia inscrita. En dichos casos, la instalación únicamente tendrá derecho a la percepción del régimen retributivo específico correspondiente a dicha potencia inscrita en el registro y a la fracción de la energía imputable a la misma.

En las disposiciones en las que se establezcan los mecanismos de asignación de los regímenes retributivos específicos podrá eximirse a nuevas instalaciones que cumplan determinados requisitos del cumplimiento de lo previsto en el párrafo ii de éste apartado e).

La potencia o energía imputable a cualquier parte de una instalación con derecho a la percepción del régimen retributivo específico, que no estuviera instalada y en funcionamiento con anterioridad al plazo límite reglamentariamente establecido, no tendrá derecho al régimen retributivo específico, sin perjuicio del régimen retributivo que se establezca reglamentariamente por el Gobierno para las modificaciones de las instalaciones.

Las circunstancias recogidas en este apartado e) y la consiguiente inaplicación o modificación, según corresponda, del régimen retributivo específico aplicable a las distintas instalaciones serán declaradas por la Dirección General de Política Energética y Minas previa la tramitación de un procedimiento que garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado. El plazo máximo para resolver este procedimiento y notificar su resolución será de seis meses.

8. Las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1.1.

cve: BOE-A-2013-13645

Los regímenes económicos de las actividades de transporte y distribución tomarán como base los siguientes principios:

a) El devengo y el cobro de la retribución generado por instalaciones de transporte y distribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2.

b) La retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.

c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

La metodología de retribución de la actividad de transporte deberá contemplar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones y otros objetivos.

La metodología de retribución de la actividad de distribución deberá incluir la formulación para remunerar aquellas otras funciones reguladas efectuadas por las empresas distribuidoras, así como los incentivos que correspondan, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la calidad del suministro, la reducción de las pérdidas, la lucha contra el fraude, la innovación tecnológica y otros objetivos.

Para el caso de activos que supongan innovaciones de carácter tecnológico y siempre que su introducción suponga una mayor eficiencia técnica y económica en el sistema, se podrá considerar una vida útil regulatoria diferenciada para estos activos significativamente inferior.

9. Reglamentariamente por el Gobierno se establecerá el régimen económico de los derechos por acometidas, enganches, verificación de las instalaciones, actuaciones sobre los equipos de control y medida, alquiler de aparatos de medida, realización de estudios de conexión y acceso a las redes y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de los usuarios.

Los pagos por derechos por acometidas, enganches, verificación y actuaciones sobre los equipos de control y medida derivados de decisiones de los usuarios, alquiler de aparatos de medida y realización de estudios de conexión y de acceso a las redes serán realizados por los sujetos del sistema a los titulares o gestores de la red en los términos que se establezcan reglamentariamente. En ningún caso dichos pagos tendrán consideración de peajes o cargos.

10. Sin perjuicio de lo establecido en relación con la comercialización de referencia, la retribución a la actividad de comercialización será la que libremente se pacte entre las partes.

Los consumidores, ya sea directamente, o a través de su comercializador, podrán obtener los ingresos que correspondan, por su participación, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

11. La retribución del operador del mercado y del operador del sistema se establecerá de acuerdo con la metodología que determine el Gobierno en función de los servicios que efectivamente presten y será financiada con base en los precios que éstos cobren a los agentes y sujetos del sistema, respectivamente.

La retribución del operador del sistema podrá incorporar incentivos, que podrán tener signo positivo o negativo, a la reducción de costes del sistema derivados de la operación en la determinación de los servicios de ajuste, a la mejora de las previsiones, y a otros objetivos.

La retribución de ambos operadores y los precios que deben cobrar serán fijados anualmente por el Ministro de Industria, Energía y Turismo.

cve: BOE-A-2013-13645

Artículo 15. *Criterios de redes y criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción sujetas a retribución regulada.*

1. El Gobierno establecerá los criterios generales de redes y los criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada. Las metodologías retributivas que se establezcan con cargo a los ingresos del sistema eléctrico tendrán únicamente en consideración los costes derivados de aplicación de dichos criterios.

A estos efectos se tendrán en cuenta las mejores prácticas en las actividades de transporte, distribución y producción, los índices de calidad establecidos en la normativa estatal y los niveles de protección medio ambiental derivados de la normativa estatal y europea.

Los criterios previstos en este apartado serán los utilizados en la planificación de la red de transporte.

2. Las empresas titulares de activos de redes y de instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada a las que se apliquen, en alguna de sus áreas, normativas específicas sobre redes o instalaciones de producción que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. En ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará parte de la inversión o de los costes de explotación reconocidos a estas empresas para el cálculo de la retribución, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema eléctrico.

3. Excepcionalmente y con carácter temporal, el Gobierno podrá autorizar el sobrecoste derivado de cambios de combustible en las instalaciones de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, imprescindibles para garantizar el suministro en dichos territorios.

Artículo 16. *Peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema.*

1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de:

a) Los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, que se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considerando a estos efectos el coste de la retribución de estas actividades.

b) Los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista en el presente artículo para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan.

Los peajes y cargos así calculados serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos.

2. Los peajes que deberán satisfacer los consumidores tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por periodos horarios y potencia.

Los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica se regularán reglamentariamente, teniendo en cuenta la energía vertida a las redes.

3. El Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución.

Dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes.

4. En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades

cve: BOE-A-2013-13645

Autónomas o recargos sobre tributos estatales, en el peaje de acceso o cargo que corresponda podrá incluirse un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma.

En el caso de que los tributos sean de carácter local, salvo los contemplados en el artículo 59 del texto refundido de la Ley reguladora de las Haciendas Locales aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2004 de 5 de marzo, en el peaje de acceso o cargo que corresponda se le podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobrecoste provocado.

Por orden del titular del Ministerio de Presidencia, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Hacienda y Administraciones Públicas se determinarán, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación de los citados suplementos territoriales, así como los mecanismos necesarios para la gestión y liquidación de tales suplementos.

5. Con carácter general, y sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 19, los peajes de acceso a las redes y los cargos a los que se refiere el apartado 1 del presente artículo se establecerán anualmente por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, con base en las estimaciones realizadas. Dichos cargos y peajes de acceso podrán revisarse asimismo cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.

6. Las empresas que realicen las actividades con retribución regulada facilitarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo cuanta información sea necesaria para la determinación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, y los cargos necesarios para cubrir otros costes.

Artículo 17. *Precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso.*

1. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español, serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el párrafo f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación.

Dichos precios se fijarán de forma que en su cálculo se respete el principio de suficiencia de ingresos, aditividad y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado.

2. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor tendrán en cuenta las especialidades a las que se refiere el artículo 16.2 que correspondan. Para su cálculo, se incluirán de forma aditiva en su estructura los siguientes conceptos:

a) El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con base en mecanismos de mercado atendiendo al precio medio previsto en el mercado de producción durante el período que reglamentariamente se determine y que será revisable de forma independiente al del resto de conceptos del precio voluntario para el pequeño consumidor.

b) Los peajes de acceso y cargos que correspondan.

c) Los costes de comercialización que correspondan.

3. Se definen las tarifas de último recurso como aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y su normativa de desarrollo.

Dichas tarifas de último recurso resultarán de aplicación:

a) A los consumidores que tengan la condición de vulnerables, y

b) aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

cve: BOE-A-2013-13645

Las tarifas de último recurso serán únicas en todo el territorio nacional y en su fijación se podrán incorporar descuentos o recargos sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor, según se determine para cada categoría de consumidores. Las tarifas de último recurso serán los precios que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el párrafo f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos que les resulten de aplicación.

4. El Gobierno establecerá la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y de las tarifas de último recurso. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se dictarán las disposiciones necesarias para el establecimiento de estos precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso.

5. Sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor y las tarifas de último recurso para cada categoría de consumo se aplicarán los correspondientes impuestos.

6. En caso de que las actividades o instalaciones destinadas al suministro eléctrico fueran gravadas, directa o indirectamente, con tributos propios de las Comunidades Autónomas o recargos sobre tributos estatales, en los precios voluntarios para el pequeño consumidor o las tarifas de último recurso podrá incluirse un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por ese tributo o recargo y que deberá ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma.

En el caso de que los tributos sean de carácter local, salvo los contemplados en el artículo 59 del texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, en los precios voluntarios para el pequeño consumidor o la tarifa de último recurso se podrá incluir un suplemento territorial que cubra la totalidad del sobrecoste provocado.

Por orden del titular del Ministerio de Presidencia, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Hacienda y Administraciones Públicas y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se determinarán los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación de los citados suplementos territoriales, así como los mecanismos necesarios para su gestión y liquidación.

7. Con el fin de que exista la mayor transparencia en los precios del suministro de energía eléctrica, se desglosarán en la facturación al usuario los diferentes conceptos en la forma que reglamentariamente se determine, al menos el coste de la energía, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos que correspondan, y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan. En la facturación de aquellos usuarios acogidos a tarifas de último recurso, se incluirá, en su caso, el importe del bono social minorando el precio voluntario para el pequeño consumidor o el recargo sobre dicho precio en el caso de la tarifa de último recurso para aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

Artículo 18. *Cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas.*

1. Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los precios o cargos por otros servicios regulados destinados al suministro de energía eléctrica serán recaudados por las empresas distribuidoras y, en su caso, por el operador del sistema, debiendo dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con el procedimiento general de liquidaciones previsto en la presente ley y en su normativa de desarrollo.

A estos efectos, los ingresos por peajes o cargos serán los que hubieran debido ser facturados por aplicación de la normativa que los establezca, con independencia de su efectiva facturación y cobro por parte de los sujetos obligados a su recaudación.

2. El Gobierno establecerá reglamentariamente el procedimiento general de liquidaciones para el reparto de los fondos ingresados por los distribuidores y el

cve: BOE-A-2013-13645

transportista, así como de las restantes partidas de ingresos, entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema, atendiendo a la retribución que les corresponda de conformidad con la presente Ley.

Las liquidaciones de ingresos y costes del sistema eléctrico se realizarán mensualmente por el órgano encargado de las mismas a cuenta de la liquidación de cierre de cada año, que se efectuará con anterioridad al 1 de diciembre del año siguiente al que corresponde considerando las partidas de ingresos incorporadas al sistema de liquidaciones hasta dicha fecha provenientes de cualquier mecanismo financiero establecido normativamente y de los Presupuestos Generales del Estado, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 13.

Cualquier ingreso o coste que se incorpore una vez realizada la liquidación de cierre de un ejercicio, tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema del ejercicio en que se produzca.

Con carácter general, en las actividades con retribución regulada que correspondan a una partida de costes del sistema eléctrico, el cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones del ejercicio para el que se hayan establecido, aplicándose a todas las actividades con igual distribución en el cobro. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de regularizaciones que pudieran realizarse con posterioridad a las liquidaciones de cada ejercicio o del destino establecido para aquellas partidas de ingresos provenientes de los Presupuestos Generales del Estado o de mecanismos financieros de acuerdo con lo establecido normativamente.

3. Los sujetos a los que se refiere el artículo 6 se adherirán a las condiciones que establezcan el operador del mercado y el operador del sistema para la realización de las operaciones de liquidación y pago de la energía que correspondan. Tales condiciones serán públicas, transparentes y objetivas y serán aprobadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

4. En el supuesto de que los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, de conformidad con lo dispuesto en el presente artículo, no cumplieran con su obligación de ingresar en plazo las cantidades que les correspondan, el órgano encargado de realizar las liquidaciones les requerirá, inmediatamente después de transcurrido el plazo para efectuar el pago, para que procedan al ingreso de los importes correspondientes.

En estos casos, cuando el incumplimiento de la obligación de ingreso corresponda a una empresa perteneciente a un grupo de sociedades que tuviera derechos de cobro en la misma liquidación, se priorizará el reparto de las cantidades no ingresadas de acuerdo con las siguientes reglas:

a) Se imputarán en primer lugar las cuantías incumplidas realizando una minoración a los sujetos con derechos de cobro del mismo grupo de sociedades y,

b) las cantidades restantes se repartirán entre el resto de sujetos no pertenecientes a dicho grupo.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir del día siguiente al de la finalización del período establecido para el pago comenzarán a devengarse, sin necesidad de requerimiento previo, intereses de demora que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 150 puntos básicos.

5. La liquidación de las obligaciones de pago o, en su caso, de los derechos de cobro que resulten de la aplicación y su normativa de desarrollo de acuerdo con el procedimiento general de liquidaciones, tendrán la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema, según corresponda.

Artículo 19. *Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema.*

1. Se entenderá que se producen desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema eléctrico si como resultado de las liquidaciones de cierre del sistema eléctrico en un ejercicio resultara un déficit o superávit de ingresos.

cve: BOE-A-2013-13645

2. En caso de que se produjera un desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio, su cuantía no podrá superar el 2 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio.

Adicionalmente, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio.

Los peajes, en su caso, o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen los citados límites.

3. La parte del desajuste que, sin sobrepasar los citados límites, no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.

Asimismo, si en las liquidaciones mensuales a cuenta de la de cierre de cada ejercicio aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual.

A estos efectos se considerarán sujetos del sistema de liquidaciones a aquellos que reciben la liquidación de su retribución con cargo a las diferentes partidas de costes del sistema, tanto directamente como a través del operador del sistema o de los distribuidores.

Estos sujetos tendrán derecho a recuperar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación de cierre, en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes al ejercicio en que se hubiera producido dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden prevista en el artículo 16.

4. Los superávit de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio serán considerados ingresos liquidables del sistema del ejercicio en curso. Siempre que existan desajustes de años anteriores estos ingresos se destinarán a la reducción de las cantidades pendientes de devolución correspondientes a los mismos.

5. En todo caso, mientras las partidas de costes del sistema eléctrico reflejen pagos que correspondan a deudas pendientes de años anteriores, los cargos no podrán ser revisados a la baja.

Artículo 20. *Contabilidad e información.*

1. Las entidades que desarrollen alguna o algunas de las actividades a que se refiere el artículo 1.2 de la presente ley llevarán su contabilidad de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, aun cuando no tuvieran tal carácter.

El Gobierno regulará las adaptaciones que fueran necesarias para el supuesto de que el titular de la actividad no sea una sociedad anónima.

En cualquier caso, las empresas habrán de tener en su sede central a disposición del público una copia de sus cuentas anuales.

2. Sin perjuicio de la aplicación de las normas generales de contabilidad a las empresas que realicen actividades a que se refiere el artículo 1.2 de esta ley o a las sociedades que ejerzan control sobre las mismas, el Gobierno podrá establecer para las mismas las especialidades contables y de publicación de cuentas que se consideren adecuadas, de tal forma que se reflejen con nitidez los activos, pasivos, ingresos y gastos de las actividades eléctricas y las transacciones realizadas entre sociedades de un mismo grupo.

Entre las especialidades contables a establecer por el Gobierno para las empresas que realicen actividades eléctricas se concederá especial atención a la inclusión en las cuentas anuales de la información relativa a las actuaciones empresariales con incidencia sobre el medio ambiente, con el objetivo de integrar progresivamente los criterios de preservación del entorno en los procesos de decisión económica de las empresas.

En el caso de las sociedades que tengan por objeto la realización de las actividades con retribución regulada, de acuerdo con lo dispuesto en la presente ley, llevarán en su contabilidad cuentas separadas que diferencien entre los activos, pasivos, ingresos y costes

cve: BOE-A-2013-13645

imputables estrictamente a cada una de dichas actividades, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia.

Los comercializadores de referencia llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de la citada actividad de suministro de referencia del resto de actividades.

Las sociedades que desarrollen actividades eléctricas diferentes a las establecidas en el artículo 8.2 llevarán cuentas separadas de la actividad de producción, de comercialización, de aquellas otras no eléctricas que realicen en el territorio español y de todas aquellas otras que realicen en el exterior.

Los productores con retribución regulada o regímenes económicos específicos llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades eléctricas y de aquellas que no lo sean, así como de la actividad de producción a mercado libre, con retribución regulada o con regímenes específicos.

Red Eléctrica de España, S.A.U. deberá llevar cuentas separadas de la actividad de transporte, de la operación del sistema peninsular, y de la operación del sistema en los sistemas no peninsulares.

El Operador del mercado deberá llevar cuentas separadas de la actividad de operación del mercado y del resto de actividades que realice de forma accesoria.

3. Las entidades deberán explicar en la memoria de las cuentas anuales los servicios prestados y los costes repercutidos por otras entidades del grupo y partes vinculadas, así como los criterios aplicados por el grupo de sociedades en el reparto de costes respecto a las otras entidades del grupo que realicen actividades eléctricas diferentes. Además, deberán informar en la memoria de las cuentas anuales sobre los criterios de asignación e imputación de los activos, pasivos, gastos e ingresos entre cada una de las actividades para las que se les exige llevar contabilidad separada, así como de las reglas de amortización aplicadas y vidas útiles de los activos.

Los criterios deberán ser explícitos y concretos, de tal manera que exista una clara correspondencia entre dichos criterios y los valores obtenidos en la contabilidad separada por actividades.

Estos criterios deberán mantenerse y no se modificarán, salvo circunstancias excepcionales. Las modificaciones y su justificación deberán ser explicadas en la memoria anual al correspondiente ejercicio.

Se incluirá también en la memoria de las cuentas anuales, información sobre las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

Asimismo, se incluirá un balance y cuenta de pérdidas y ganancias separado por actividades, segregando los activos, pasivos, gastos e ingresos de cada una de las actividades que la sociedad realice, para las que se le exige llevar contabilidad separada, así como, de forma agregada, para el resto de actividades que pueda realizar de forma accesoria.

4. Las empresas deberán facilitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la información que les sea requerida de su contabilidad separada por actividades y dentro de éstas, en su caso, separada por tecnología o instalaciones concretas, así como de las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial y otras partes vinculadas.

Asimismo, las empresas deberán proporcionarles la información que les sea requerida, en especial en relación con sus estados financieros, que deberá ser verificada mediante auditorías externas a la propia empresa que habrán de realizarse de conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas.

Cuando estas entidades formen parte de un mismo grupo empresarial, la obligación de información se extenderá, asimismo, a la sociedad que ejerza el control de la que realiza actividades eléctricas siempre que actúe en algún sector energético y a aquellas otras sociedades del grupo que lleven a cabo operaciones con la que realiza actividades en el sistema eléctrico.

Reglamentariamente se podrán establecer excepciones a la obligación de auditar las cuentas para las empresas de pequeño o mediano tamaño.

cve: BOE-A-2013-13645

5. Deberá incluirse información en las cuentas anuales, relativa a las actuaciones empresariales que se materialicen en proyectos de ahorro, eficiencia energética y de reducción del impacto medioambiental para los que se produzca la deducción por inversiones prevista en la presente ley.

6. Además de lo dispuesto en los apartados anteriores, los sujetos que realicen cualquiera de las actividades con retribución regulada de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y sus normas de desarrollo, deberán facilitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, información relativa a las condiciones que determinaron el otorgamiento de estas retribuciones, así como la información relativa a los costes que sea necesaria para el adecuado establecimiento y revisión de los mismos. Los márgenes añadidos por las operaciones intragrupo deberán ser transparentes, explicitados y cuantificados en la información que se reporte.

7. Los sujetos definidos en el artículo 6 estarán obligados a comunicar la información que afecte a la formación de los precios en los mercados organizados del Mercado Ibérico de Electricidad.

8. En los contratos que celebre la Administración General del Estado o sus organismos o entes públicos para el control, análisis, consultoría o auditoría en una actividad del sector eléctrico se establecerá un régimen de incompatibilidades para las empresas adjudicatarias así como para las empresas del grupo a las que éstas pertenezcan, durante la ejecución del contrato antes mencionado y como máximo durante los tres años siguientes a su extinción, en sus relaciones contractuales directas o indirectas con empresas que desempeñen:

a) La misma actividad relacionada con el objeto del contrato adjudicado.

b) Otras actividades del sector eléctrico con retribución regulada en las que pudiera ser relevante la información sobre materia retributiva a la que hubieran tenido acceso con ocasión del contrato.

Asimismo, se establecerá que las empresas adjudicatarias antes señaladas serán responsables de la calidad del trabajo realizado durante la ejecución del contrato y durante los tres años posteriores a la conclusión del mismo, sin perjuicio de lo dispuesto en el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público aprobado por Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre.

No obstante lo anterior, de forma motivada podrán exceptuarse o limitarse las incompatibilidades anteriores en los referidos contratos.

En ningún caso, las empresas adjudicatarias, así como las restantes empresas del mismo grupo a que pertenezcan, podrán intervenir en cualesquiera litigios que se sustancien contra la Administración General del Estado, sus organismos o entes públicos al servicio de las restantes partes litigantes, siempre que dichos litigios guarden relación con la misma actividad que hubiera sido objeto de contratación. Queda a salvo su eventual intervención a propuesta de la propia representación letrada de la Administración General del Estado, de sus organismos o de sus entes públicos.

A estos efectos, se considerará que existe grupo de sociedades cuando concurra alguno de los casos establecidos en el artículo 42 del Código de Comercio.

9. Las sociedades que realizan actividades reguladas no podrán prestar garantías ni avalar préstamos de otras sociedades del grupo o partes vinculadas que realicen actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico.

## TÍTULO IV

## Producción de energía eléctrica

### Artículo 21. *Actividades de producción de energía eléctrica.*

1. La puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con

cve: BOE-A-2013-13645

carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en su normativa de desarrollo.

2. Las instalaciones de producción de energía eléctrica deberán estar inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, donde se reflejarán las condiciones de dicha instalación y, en especial, su respectiva potencia.

Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todas las instalaciones ubicadas en el ámbito territorial de aquéllas.

Reglamentariamente, previo informe de las Comunidades Autónomas, se establecerá la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

3. La inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de Energía Eléctrica será condición necesaria para poder participar en el mercado de producción de energía eléctrica en cualquiera de las modalidades de contratación con entrega física y para poder participar, en su caso, en el despacho técnico y económico de los sistemas de los territorios no peninsulares. Las Comunidades Autónomas tendrán acceso a la información contenida en este registro.

4. Los titulares de las autorizaciones estarán obligados a mantener la capacidad de producción prevista en las mismas y a proporcionar a la Administración la información que se les requiera de cuantos datos afecten a las condiciones que determinaron su otorgamiento.

El incumplimiento de las condiciones y requisitos establecidos en las autorizaciones o la variación sustancial de los presupuestos que determinaron su otorgamiento podrán dar lugar a su revocación.

A estos efectos, el operador del sistema podrá dictar instrucciones en los términos que se establezcan reglamentariamente.

5. Formarán parte de la instalación de producción sus infraestructuras de evacuación, que incluyen la conexión con la red de transporte o de distribución, y en su caso, la transformación de energía eléctrica.

Artículo 22. *Aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica.*

1. Cuando el establecimiento de unidades de producción eléctrica requiera autorización o concesión administrativa conforme a lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, se estará a lo establecido en la citada norma.

2. Cuando, tanto en materia hidráulica como energética, sea competente el Estado, el otorgamiento de la autorización de unidades de producción y de la concesión para el uso de las aguas que aquéllas han de utilizar podrá tramitarse mediante un procedimiento simplificado que se establecerá reglamentariamente y en virtud del cual existirá un solo expediente y resolución única, en la que se recogerá la autorización de las unidades de producción y la concesión del uso de las aguas que aquéllas han de utilizar. En la tramitación se contará con la participación de los Departamentos ministeriales o, en su caso, organismos de cuenca competentes, en la forma que reglamentariamente determine, sin perjuicio de las competencias propias de cada Departamento.

En lo que se refiere a la explotación hidroeléctrica, la autorización deberá ajustarse a lo previsto en el artículo 53.

3. En el procedimiento de otorgamiento de concesiones y autorizaciones para el uso de agua para la producción de energía eléctrica o necesario para el funcionamiento de unidades de producción no hidráulicas instado por particulares será preceptivo el informe previo de la Administración Pública competente en materia energética que deba autorizar, conforme a lo dispuesto en la presente ley, las citadas unidades de producción.

cve: BOE-A-2013-13645

Las autorizaciones y concesiones para los usos señalados en el párrafo anterior no podrán ser otorgadas cuando sea desfavorable el informe emitido por la Administración Pública competente para autorizar las unidades de producción.

Artículo 23. *Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica.*

1. Los productores de energía eléctrica efectuarán ofertas económicas de venta de energía, a través del operador del mercado, por cada una de las unidades de producción de las que sean titulares, bien físicas o en cartera, cuando no se hayan acogido a sistemas de contratación bilateral o a plazo que por sus características queden excluidos del sistema de ofertas, salvo en aquellas instalaciones para las que hubiera sido autorizado un cierre temporal de acuerdo a la normativa de aplicación.

Las unidades de producción de energía eléctrica estarán obligadas a realizar ofertas económicas al operador del mercado para cada período de programación, en los términos que reglamentariamente se establezcan, salvo en los supuestos previstos en el artículo 25.

Los comercializadores de referencia estarán obligados a realizar ofertas económicas de adquisición de energía eléctrica al operador del mercado en cada período de programación por la parte de energía necesaria para el suministro de sus clientes no cubierta mediante otros sistemas de contratación con entrega física.

2. Asimismo, reglamentariamente, se establecerá la antelación mínima con que deben realizarse las ofertas al operador del mercado, el horizonte de las mismas, el período de programación y el régimen de operación.

3. El orden de entrada en funcionamiento de las unidades de producción de energía eléctrica se determinará partiendo de aquella cuya oferta haya sido la más barata hasta igualar la demanda de energía en ese período de programación, sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que pudieran existir en las redes de transporte y distribución, o en el sistema.

Artículo 24. *Demanda y contratación de la energía producida.*

1. La contratación de energía eléctrica podrá realizarse libremente, en los términos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo.

2. Las ofertas de adquisición de energía eléctrica que presenten los sujetos al operador del mercado, una vez aceptadas, se constituirán en un compromiso en firme de suministro por el sistema.

Reglamentariamente se determinarán los sujetos y las condiciones en las que se hayan de realizar las citadas ofertas de adquisición y los casos en que proceda la petición por el operador del mercado de garantías suficientes del pago. Asimismo, se podrán regular los procedimientos necesarios para incorporar la demanda en el mecanismo de ofertas.

Las ofertas de adquisición realizadas a través del operador del mercado habrán de expresar el período temporal para el que se solicita dicho suministro, y la aceptación de la liquidación que se realice.

El contrato se entenderá perfeccionado y formalizado en el momento de la casación y ejecutado cuando se haya producido el suministro de energía eléctrica.

3. El operador del mercado cuidará de establecer los mecanismos necesarios para que el pago de las transacciones bilaterales o a plazo esté garantizado.

4. Reglamentariamente, se regularán diferentes modalidades de contratación. En particular se regulará la existencia de contratos de compraventa a plazo de energía eléctrica, contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, así como contratos bilaterales realizados directamente entre los consumidores y los productores, entre los productores y los comercializadores y entre los comercializadores entre sí. Todos estos contratos estarán exceptuados del sistema de ofertas.

Los contratos bilaterales con entrega física formalizados entre los sujetos que participen en el mercado de producción de energía eléctrica contemplarán al menos el

cve: BOE-A-2013-13645

precio de adquisición de la energía y el período temporal del suministro. Reglamentariamente se determinará qué elementos de estos contratos deberán ser puestos en conocimiento del operador del sistema y de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

5. Reglamentariamente, se regulará la creación, organización y funcionamiento de mercados organizados que tengan por objeto la contratación a plazo de energía eléctrica, cuya gestión corresponderá a Sociedades Gestoras, así como los sujetos del sector eléctrico que podrán participar en estos mercados, las condiciones en que podrán hacerlo, y la información que las Sociedades Gestoras deban comunicar al Operador del Mercado y al Operador del Sistema, a los efectos de asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Artículo 25. *Excepciones al sistema de ofertas.*

1. El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado.

2. La producción de energía eléctrica en los sistemas de los territorios no peninsulares podrá quedar excluida del sistema de ofertas, en tanto dichos sistemas no estén efectivamente integrados con el sistema peninsular.

Se considerará que los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares están efectivamente integrados con el sistema peninsular cuando la capacidad de conexión con la península sea tal que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular y existan los mecanismos de mercado que permitan integrar su energía. Dicha integración se entenderá efectuada cuando así se constate por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

3. Estarán excluidos del sistema de ofertas los intercambios intracomunitarios o internacionales que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 11.4, pueden ser realizados por el operador del sistema, así como aquellas operaciones de venta de energía a otros sistemas que se determinen reglamentariamente.

4. De acuerdo con lo previsto en el artículo 24.4 y 24.5, reglamentariamente se podrán determinar modalidades contractuales que por sus características hayan de estar excluidas del sistema de ofertas.

5. Aquellas unidades de producción que, en aplicación de lo previsto en este artículo, no estén obligadas a realizar ofertas, podrán percibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada período de programación de acuerdo con lo establecido por el artículo 14, sin perjuicio de las especialidades del régimen retributivo que les fueran aplicables con arreglo a lo establecido en la presente ley.

No obstante, todas las unidades de producción a que se refiere el presente artículo deberán comunicar al operador del mercado, en los términos que reglamentariamente se establezcan, la producción prevista para cada período de programación.

6. En los supuestos a que se refiere el apartado 2 del artículo 7, el Gobierno podrá adoptar medidas que puedan suponer, directa o indirectamente, una alteración del sistema de ofertas.

Artículo 26. *Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica.*

1. Serán derechos de los productores de energía eléctrica:

a) La utilización en sus unidades de producción de aquellas fuentes de energía primaria que consideren más adecuadas respetando, en todo caso, los rendimientos, las características técnicas y las condiciones de protección medioambiental contenidas en la

cve: BOE-A-2013-13645

autorización de dicha instalación, sin perjuicio de las limitaciones al cambio de combustible y a las condiciones de contratación que puedan establecerse reglamentariamente para aquellas centrales de producción con retribución regulada.

b) Contratar la venta o adquisición de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y en sus disposiciones de desarrollo.

c) Despachar su energía a través del operador del sistema en los términos que se establezcan reglamentariamente.

d) Tener acceso a las redes de transporte y distribución, en los términos que se establezcan reglamentariamente.

e) Percibir la retribución que les corresponda de acuerdo con los términos previstos en la presente ley.

f) Recibir la compensación a que pudieran tener derecho por los costes en que hubieran incurrido en supuestos de alteraciones en el funcionamiento del sistema, en los supuestos previstos en el artículo 7.2.

2. La energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable y, tras ellas, la de las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema, en los términos que reglamentariamente se determinen por el Gobierno.

Sin perjuicio de la seguridad de suministro y del desarrollo eficiente del sistema, los productores de energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneraciones de alta eficiencia tendrán prioridad de acceso y de conexión a la red, en los términos que reglamentariamente se determinen, sobre la base de criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

3. Serán obligaciones de los productores de energía eléctrica:

a) El desarrollo de todas aquellas actividades necesarias para producir energía eléctrica en los términos previstos en su autorización y, en especial, en lo que se refiere a seguridad, disponibilidad y mantenimiento de la potencia instalada y al cumplimiento de las condiciones medioambientales exigibles, sin perjuicio de lo dispuesto para las instalaciones para las que hubiera sido autorizado un cierre temporal.

b) Adoptar y aplicar las normas de seguridad, reglamentos técnicos y de homologación o certificación de las instalaciones e instrumentos que establezca la Administración competente.

c) Facilitar a la Administración Pública y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia información sobre producción, consumo, venta de energía y otros aspectos que se establezcan reglamentariamente.

d) La presentación de ofertas de venta de energía eléctrica al operador del mercado, en los términos previstos en el artículo 23, salvo las excepciones del artículo 25.

e) Conectarse y evacuar su energía a través de la red de transporte o distribución de acuerdo a las condiciones que puedan establecer el operador del sistema, en su caso, el gestor de la red de distribución, por razones de seguridad y aquellas otras que reglamentariamente se establezcan.

f) Estar dotados de los equipos de medida que permitan determinar, para cada período de programación, la energía producida en los términos establecidos reglamentariamente.

g) Adherirse a las condiciones de funcionamiento del sistema de ofertas, especialmente en lo que se refiere al procedimiento de liquidación y pago de la energía.

h) Aplicar las medidas que, de acuerdo con el artículo 7 de esta Ley, sean adoptadas por el Gobierno.

i) Contratar y abonar el peaje que corresponda, ya sea directamente o a través de su representante, a la empresa distribuidora o transportista a la que esté conectado por verter la energía a sus redes.

j) Cualquier otra obligación que pueda derivarse de la aplicación de la presente ley y su normativa de desarrollo.

cve: BOE-A-2013-13645

Artículo 27. *Registro de régimen retributivo específico.*

1. Para el otorgamiento y adecuado seguimiento de la retribución específica otorgada a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, se llevará, en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el registro de régimen retributivo específico, que incluirá los parámetros retributivos aplicables a dichas instalaciones.

2. Para tener derecho a la percepción de los correspondientes regímenes retributivos específicos, las instalaciones de producción de energía eléctrica o renovaciones de las existentes deberán estar inscritas en el registro de régimen retributivo específico. Aquellas instalaciones que no estén inscritas en dicho registro percibirán, exclusivamente, el precio del mercado.

## TÍTULO V

## Gestión económica y técnica del sistema eléctrico

Artículo 28. *Gestión económica y técnica.*

Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico dentro del marco que establece esta ley, corresponde respectivamente, al operador del mercado y al operador del sistema asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico, todo ello de acuerdo con lo dispuesto en este título.

Artículo 29. *Operador del mercado.*

1. El operador del mercado asumirá la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

El operador del mercado ejercerá sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Actuará como operador del mercado una sociedad mercantil de cuyo accionariado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica, siempre que la suma de su participación directa o indirecta en el capital de esta sociedad no supere el 5 por ciento. Asimismo, la suma de participaciones, directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico no deberá superar el 40 por ciento, no pudiendo sindicarse estas acciones a ningún efecto.

En el caso de que alguna persona física o jurídica pusiera de manifiesto a la sociedad mercantil que actúa como operador del mercado su voluntad de participar en el capital de dicha sociedad, la petición se elevará a la Junta General de Accionistas junto con la certificación del solicitante de realizar o no actividades en el sector eléctrico.

La Junta General deberá aceptar la solicitud presentada por una cifra máxima de participación equivalente a la media de las participaciones existentes en el tramo que haya de corresponder al peticionario, haciéndose efectiva a través de alguno o algunos de los siguientes procedimientos:

a) La voluntad de venta por la sociedad o por alguno de sus accionistas de las correspondientes acciones manifestada en la Junta General.

b) La ampliación de capital de la sociedad mediante la emisión de nuevas acciones siempre que se respete el límite del 40 por ciento que puede ser suscrito por sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico.

Cuando los solicitantes de participación en el capital del operador del mercado realicen actividades en el sector eléctrico, a fin de respetar el porcentaje mencionado, se podrá acordar una ampliación de capital superior a la necesaria, siempre que se manifieste en la Junta General la voluntad de suscripción de esas acciones por cualquiera de los accionistas que no ejerzan actividades eléctricas.

cve: BOE-A-2013-13645

En todo caso, se excluye el derecho de suscripción preferente de los accionistas sobre las acciones que se emitan para atender las nuevas peticiones de participación.

2. Serán funciones del operador del mercado las siguientes:

a) Recibir las ofertas de venta emitidas para cada período de programación por los distintos sujetos que participan en el mercado diario de energía eléctrica, para cada uno de los períodos de programación.

b) Recibir las ofertas de adquisición de energía.

c) Recibir de los sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica la información necesaria, a fin de que su energía contratada sea tomada en consideración para la casación y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del mercado.

d) Recibir las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.

e) Realizar la casación de las ofertas de venta y de adquisición partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda en cada período de programación.

f) Comunicar a los titulares de las unidades de producción, así como a los comercializadores, consumidores directos y a los operadores del sistema eléctrico en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad y, en su caso, del mercado europeo, los resultados de la casación de las ofertas.

g) Determinar los distintos precios de la energía resultantes de las casaciones en el mercado diario de energía eléctrica para cada período de programación y la comunicación a todos los agentes implicados.

h) Liquidar y comunicar los pagos y cobros que deberán realizarse en virtud de los precios de la energía resultantes de las casaciones y aquellos otros costes que reglamentariamente se determinen.

i) Comunicar al operador del sistema las ofertas de venta y de adquisición de energía eléctrica, realizadas por los distintos sujetos que participan en los mercados de energía eléctrica de su competencia, para cada uno de los períodos de programación.

j) Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.

k) Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier información que les sea requerida por éstos para el ejercicio de sus funciones.

l) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

m) Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.

n) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.

3. A estos efectos, el operador del mercado tendrá acceso directo al Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica a que se refiere el artículo 21.3, al Registro Administrativo de autoconsumo al que se refiere el artículo 9.3, así como al Registro Administrativo de Distribuidores al que se refiere el artículo 39.4, así como a los Registros que para esos mismos fines puedan crearse en las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, y coordinará sus actuaciones con el operador del sistema.

4. Contra las actuaciones adoptadas por el operador del mercado en el ejercicio de sus funciones podrá interponerse conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la correspondiente solicitud. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

cve: BOE-A-2013-13645

Artículo 30. *Operador del sistema.*

1. El operador del sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica. El operador del sistema será el gestor de la red de transporte.

El operador del sistema al que se refiere el párrafo anterior adoptará la forma de sociedad mercantil y su régimen societario se ajustará a las condiciones siguientes:

a) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho:

1.º A ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización, y simultáneamente ejercer control, de manera directa o indirecta o ejercer ningún derecho en el operador del sistema, ni

2.º a ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre el operador del sistema eléctrico o sobre el gestor de la red de transporte de electricidad o de gas natural y simultáneamente ejercer control, de manera directa o indirecta o ejercer ningún derecho en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización.

b) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho a nombrar a los miembros del órgano de administración del operador del sistema o gestor de la red de transporte de electricidad o de gas natural si, directa o indirectamente, ejerce control o ejerce derechos en una empresa que realice cualquiera de las actividades de generación o comercialización.

c) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho a ser miembro del órgano de administración, simultáneamente en una empresa que realice cualquiera de las actividades de generación o comercialización y en el operador del sistema.

d) Los derechos indicados en los párrafos a) y b) anteriores, incluirán, en particular:

1.º La facultad de ejercer derechos de voto en relación con los órganos de administración o gobierno de las sociedades;

2.º la facultad de designar a miembros del órgano de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa, o

3.º la posesión de participaciones accionariales mayoritarias conforme se establece en el artículo 42.1 del Código de Comercio.

A los efectos de lo dispuesto en el apartado 1.a) se incluirán también dentro del concepto de empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de generación o comercialización a aquellas que realicen las actividades de producción y comercialización en el sector del gas natural.

2. Serán funciones del operador del sistema las siguientes:

a) Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares. A estos efectos, realizará una previsión de la capacidad máxima cuyo cierre temporal puede ser autorizado y en su caso, informará de las necesidades de incorporación de potencia con autorización de cierre temporal por razones de garantía de suministro.

b) Prever a corto y medio plazo la demanda de energía eléctrica, la utilización del equipamiento de producción, en especial, del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico, y los distintos niveles de pluviometría y eolicidad que pudieran presentarse dentro del período de previsión, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares.

cve: BOE-A-2013-13645

c) Recibir la información necesaria sobre los planes de mantenimiento de las unidades de producción, averías u otras circunstancias que puedan llevar consigo la excepción de la obligación de presentar ofertas, de acuerdo con lo previsto en el artículo 25 de esta ley, a fin de confirmarlas con el procedimiento que reglamentariamente se establezca, lo que comunicará al operador del mercado.

d) Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte, de manera que se asegure su compatibilidad con los planes de mantenimiento de los grupos de generación y se asegure un estado de disponibilidad adecuado de la red que garantice la seguridad del sistema.

e) Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de producción y transporte, afectando a cualquier elemento del sistema eléctrico que sea necesario, así como los planes de maniobras para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica y coordinar y controlar su ejecución.

f) Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, para su maniobra en tiempo real.

g) Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.

h) Determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales, gestionar los intercambios de energía eléctrica y el tránsito de electricidad con los sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español, y establecer los programas de intercambio de electricidad con los sistemas eléctricos exteriores, en los términos previstos en el artículo 11.4.

i) Recibir del operador del mercado y de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física la información necesaria, a fin de poder determinar la programación de entrada en la red y para la práctica de las liquidaciones que sean competencia del operador del sistema.

j) Recibirlas garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.

k) Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación de las ofertas comunicadas por el operador del mercado, con la información recibida de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física, teniendo en consideración las excepciones que al régimen de ofertas se puedan derivar de la aplicación de lo previsto en el artículo 25 gestionando los mercados de servicios de ajuste del sistema que resulten precisos para garantizar los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan.

El operador del sistema hará públicos los resultados de los procesos de operación que sean de su competencia con el debido cumplimiento de los criterios de confidencialidad establecidos legal o reglamentariamente.

l) Impartir las instrucciones necesarias para la correcta operación del sistema eléctrico de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan, y gestionar los mercados de servicios de ajuste del sistema que sean necesarios para tal fin.

m) Liquidar y comunicar los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro incluyendo entre ellos los servicios de ajuste del sistema y la disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación.

n) Liquidar los pagos y cobros relacionados con los desvíos efectivos de las unidades de producción y de consumo en cada período de programación.

ñ) Colaborar con todos los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad y en su caso, del mercado europeo, que resulten necesarios para el ejercicio de sus funciones.

o) Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para la prestación del servicio.

p) Colaborar con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla en la evaluación y seguimiento de los planes de inversión anuales y plurianuales presentados por el titular de las instalaciones de transporte de energía eléctrica a que se refiere el apartado 4 del artículo 34.

cve: BOE-A-2013-13645

q) Garantizar mediante propuestas en la planificación que la red de transporte pueda satisfacer a medio y largo plazo la demanda de transporte de electricidad al menor coste para el sistema, así como la fiabilidad de la misma.

r) Proporcionar a todos los gestores de las redes información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada.

s) Garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de las redes.

t) Proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a las redes.

u) Gestionar los despachos técnicos y económicos para el suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, la liquidación y comunicación de los pagos y cobros relacionados con dichos despachos, así como la recepción de las garantías que en su caso procedan. El régimen de cobros, pagos y garantías será análogo al del mercado de producción peninsular.

v) Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla cualquier información que les sea requerida por estos para el ejercicio de sus funciones en la forma y plazos que se determine.

w) Aplicar los cargos y peajes de acceso que, conforme a lo dispuesto reglamentariamente, le correspondan. Asimismo, deberá comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo la información que se determine sobre cargos y peajes de acceso.

x) La responsabilidad del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, debiendo velar por su buen funcionamiento y correcta gestión y ejerciendo las funciones de encargado de lectura de los puntos frontera que reglamentariamente se establezcan.

y) Recabar y gestionar la información sobre la calidad de servicio en la red de transporte, informando a las Administraciones y Organismos según lo establecido reglamentariamente.

z) Poner a disposición de terceros interesados la información que se determine.

aa) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes que pueda suponer una alteración de los procesos y mercados de operación que gestiona el operador del sistema.

ab) Poner en conocimiento de las autoridades públicas competentes y de los sujetos que pudieran verse afectados si los hubiere, las situaciones de fraude y otras situaciones anómalas.

ac) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

3. Contra las actuaciones del operador del sistema podrán presentarse conflictos ante el organismo responsable de la resolución de las mismas, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la solicitud. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

Artículo 31. *Designación y certificación del gestor de la red de transporte.*

1. La sociedad mercantil que actúe como operador del sistema será autorizada y designada como gestor de la red de transporte por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, a solicitud de la interesada. Con carácter previo a esta designación, deberá ser certificada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en relación con el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 30.1, según el procedimiento establecido en este artículo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia controlará que la sociedad designada como gestor de la red de transporte se mantiene en el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 30.1 utilizando para ello el procedimiento de

cve: BOE-A-2013-13645

certificación establecido. Estas certificaciones que se realicen en relación con el mantenimiento de los requisitos podrán dar lugar a una nueva designación y autorización del gestor de la red de transporte.

Las designaciones del gestor de red de transporte se notificarán a la Comisión Europea a efectos de su publicación en el «Diario Oficial de la Unión Europea».

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia iniciará un procedimiento de certificación tras la solicitud o notificación de la empresa interesada, tras una solicitud motivada del Ministerio de Industria, Energía y Turismo o de la Comisión Europea, o a iniciativa propia en aquellos casos en los que tenga conocimiento de posibles transacciones que puedan dar o hayan dado lugar al incumplimiento de los requisitos establecidos en relación a la separación de actividades.

A estos efectos, la sociedad certificada como gestor de la red de transporte deberá comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier circunstancia que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 30.1.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previa audiencia y de forma motivada, adoptará una resolución provisional sobre la certificación en el plazo máximo de cuatro meses desde la presentación de la solicitud o notificación. Transcurrido dicho plazo sin haberse dictado resolución expresa se considerará concedida la certificación provisional.

4. En todos los casos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá comunicar a la Comisión Europea su resolución provisional en relación a la certificación de la empresa interesada acompañada de la documentación pertinente relativa a la misma, con el fin de que esta emita el correspondiente dictamen previo a la adopción de la resolución definitiva. Asimismo remitirá copia del expediente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

De no emitir un dictamen la Comisión Europea en el plazo previsto al efecto en la legislación comunitaria, se considerará que no pone objeciones a la resolución provisional de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. En el plazo de dos meses desde la recepción del dictamen emitido por la Comisión Europea, o agotados los plazos previstos al efecto en la legislación comunitaria, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá con carácter definitivo sobre la certificación, dando cumplimiento a la decisión de la Comisión Europea. Dicha resolución, junto con el dictamen de la Comisión Europea, deberá publicarse en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Diario Oficial de la Unión Europea». La certificación no surtirá efectos hasta su publicación.

6. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Comisión Europea podrán solicitar a los gestores de red de transporte y las empresas que realicen cualquiera de las actividades de generación o comercialización cualquier información útil para el cumplimiento de las funciones indicadas en el presente artículo. Sin perjuicio de lo anterior, mantendrán la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

Artículo 32. *Certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia notificará a la Comisión Europea cualquier circunstancia que dé lugar a que el gestor de la red de transporte quede bajo el control de una o varias personas de uno o más terceros países. A estos efectos, el gestor de red de transporte notificará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier circunstancia que pueda dar lugar a que se produzca este hecho.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia iniciará el proceso de certificación de acuerdo con el procedimiento y plazos previstos en el artículo 31. Denegará la certificación si no se ha demostrado:

a) Que la entidad en cuestión cumple los requisitos del artículo 30, y

b) que la concesión de la certificación no pondrá en peligro la seguridad de suministro nacional y de la Unión Europea, teniendo en cuenta los derechos y obligaciones

cve: BOE-A-2013-13645

de España y de la Unión Europea con respecto a dicho tercer país, y otros datos y circunstancias específicos del caso y del tercer país de que se trate.

En la notificación de la propuesta de resolución a la Comisión Europea, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia solicitará un dictamen específico sobre si la entidad en cuestión cumple los requisitos de separación de actividades, y si la concesión de la certificación no pondría en peligro la seguridad del suministro en la Unión Europea.

3. Una vez sustanciado el trámite de dictamen por parte de la Comisión Europea, de acuerdo al procedimiento y plazos establecidos en la norma comunitaria de aplicación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá sobre la certificación, teniendo en cuenta el dictamen de la Comisión.

Cuando la decisión final difiera del dictamen de la Comisión Europea, se hará pública la motivación de la misma.

Artículo 33. *Acceso y conexión.*

1. A los efectos de esta ley se entenderá por:

a) Derecho de acceso: derecho de uso de la red en unas condiciones legal o reglamentariamente determinadas.

b) Derecho de conexión a un punto de la red: derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red de transporte existente o planificada o de distribución existente o incluida en los planes de inversión aprobados por la Administración General del Estado en unas condiciones determinadas.

c) Permiso de acceso: aquél que se otorga para el uso de la red a la que se conecta la instalación.

d) Permiso de conexión a un punto de la red: aquél que se otorga para poder conectar una instalación de producción de energía eléctrica o consumo a un punto concreto de la red de transporte o en su caso de distribución.

2. La concesión de un permiso de acceso se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico establecidos reglamentariamente por el Gobierno. La aplicación de estos criterios determinará la existencia o no de capacidad de acceso. En la evaluación de la capacidad de acceso se deberán considerar además del propio nudo al que se conecta la instalación, todos los nudos con influencia en el nudo donde se conecta la instalación, teniendo en cuenta las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo existentes y las ya comprometidas en dichos nudos.

El permiso de acceso será otorgado por el gestor de la red de transporte cuando el punto de conexión a la red esté en la red de transporte o por el gestor de la red de distribución cuando el punto de conexión a la red esté en la red de distribución. Este permiso detallará las condiciones concretas de uso de la red de acuerdo al contenido del reglamento antes señalado.

En todo caso, el permiso de acceso sólo podrá ser denegado por la falta de capacidad de acceso. Esta denegación deberá ser motivada y deberá basarse en los criterios que se señalan en el primer párrafo de este apartado.

El derecho de acceso podrá ser restringido temporalmente. Esta restricción deberá ser motivada y deberá basarse en los criterios del reglamento señalado en el párrafo primero de este apartado, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 7.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución.

El plazo para la resolución y notificación de este procedimiento será de dos meses, que podrá ampliarse a dos meses adicionales si se requiere información adicional a la solicitud, o si así lo manifiesta el solicitante. Las solicitudes de resolución de estos

cve: BOE-A-2013-13645

conflictos habrán de presentarse ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

4. El permiso de conexión a un punto determinado de la red definirá las condiciones técnicas, económicas, de seguridad y puesta en marcha de las instalaciones que sea preciso construir, ampliar y reformar en la red de transporte y distribución para realizar la conexión. Los criterios para la determinación de estas condiciones serán establecidas reglamentariamente por el Gobierno.

El permiso de conexión será otorgado por la empresa transportista o distribuidora titular de la red en que se encuentre el punto para el que se solicita el permiso de conexión.

Para la concesión de un permiso de conexión en un punto el titular de la red deberá disponer del espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias.

En todo caso, el permiso de conexión sólo podrá ser denegado por imposibilidad técnica, por cuestiones de seguridad de las personas, por no existir la instalación de red donde se solicita el punto de conexión y no estar contemplada la instalación en la planificación vigente de la red de transporte o en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado, o por falta de espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias. Esta denegación deberá ser motivada y deberá basarse en los criterios que se señalen en la normativa reglamentaria a que hace referencia el primer párrafo de este apartado 4.

5. Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación del permiso de conexión a las instalaciones de transporte o distribución de competencia de la Administración General del Estado se resolverán por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las discrepancias que se susciten en relación con el otorgamiento o denegación permiso de conexión a las redes cuya autorización sea de competencia autonómica se resolverán por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho informe tendrá carácter vinculante en lo relativo a las condiciones económicas y las condiciones temporales relativas a los calendarios de ejecución de las instalaciones de los titulares de redes recogidas en la planificación de la red de transporte y en los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.

Las discrepancias se resolverán de manera individualizada para cada uno de los casos concretos, con arreglo a los criterios señalados en el apartado 4.

Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el órgano competente correspondiente en el plazo máximo de un mes contando desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

6. En ningún caso podrán establecerse por los sujetos responsables otros mecanismos diferentes de los previstos en los apartados 2 y 4 de este artículo para el otorgamiento de los permisos de acceso y conexión o para la priorización en el otorgamiento de los mismos.

Asimismo, las Administraciones Públicas no podrán denegar o restringir la concesión de permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución, salvo lo previsto para el Gobierno en los apartados 2 y 4 del presente artículo.

7. Mediante real decreto del Consejo de Ministros se establecerán los criterios objetivos para la inclusión de límites a la capacidad de conexión por nudos al objeto de garantizar la seguridad del suministro.

8. Los permisos de acceso y conexión caducarán a los cinco años desde su obtención para las instalaciones que no hubieran obtenido acta de puesta en servicio en ese plazo. Del mismo modo caducarán dichos permisos para las instalaciones que estando ya construidas y en servicio, cesen en el vertido de energía a la red por un periodo superior a tres años por causas imputables al titular distintas del cierre temporal.

cve: BOE-A-2013-13645

9. Los gestores de las redes de transporte y distribución harán públicas las capacidades de acceso para cada nudo de su red en los términos que se establezcan reglamentariamente.

10. El Gobierno, en el plazo máximo de un año, establecerá reglamentariamente los criterios bajo los que un sujeto podrá solicitar a los titulares y gestores de las redes la modificación de las condiciones de los permisos de conexión y acceso, incluidos sus puntos de conexión. Asimismo, en dicha norma se establecerán los criterios técnicos de seguridad, regularidad, calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico que los titulares y gestores de las redes deberán emplear para el otorgamiento de dichas modificaciones.

## TÍTULO VI

## Transporte de energía eléctrica

### Artículo 34. *Red de transporte de energía eléctrica.*

1. La red de transporte de energía eléctrica está constituida por la red de transporte primario y la red de transporte secundario.

La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV, que cumplan funciones de transporte.

En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares tendrán consideración de red de transporte secundario todas aquellas instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV así como las interconexiones entre islas que por su nivel de tensión no sean consideradas de transporte primario.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

En ningún caso formarán parte de la red de transporte los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de transporte, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

2. En todo caso Red Eléctrica de España, S.A., actuará como transportista único desarrollando la actividad en régimen de exclusividad en los términos establecidos en la presente ley.

No obstante lo anterior, para la mejor gestión de la red de distribución, se habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para autorizar expresa e individualizadamente, previa consulta a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Comunidad Autónoma en la que radique la instalación, que determinadas instalaciones de transporte secundario, por sus características y funciones, sean titularidad del distribuidor de la zona que se determine. En estos casos, los distribuidores deberán asumir las obligaciones del transportista único relativas a la construcción, maniobra y mantenimiento de tales instalaciones de transporte.

A tal efecto, el Gobierno establecerá los criterios exclusivamente técnicos que deberán regir tales excepciones.

3. Se establecerán cuantas normas técnicas sean precisas para garantizar la fiabilidad del suministro de energía eléctrica y de las instalaciones de la red de transporte y las a ella conectadas. Estas normas se atendrán a criterios de general aceptación y serán objetivas y no discriminatorias.

cve: BOE-A-2013-13645

4. El titular de la red de transporte de energía eléctrica, antes del 1 de mayo de cada año, deberá someter sus planes de inversiones anuales y plurianuales a la aprobación del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El procedimiento de aprobación de dichos planes se establecerá reglamentariamente por el Gobierno e incluirá la previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla interesadas. La empresa transportista deberá ejecutar, en los términos que se establezcan, el contenido de los planes de inversión que resulten aprobados por la Administración General del Estado.

En el plan de inversión anual figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución, todo ello, de acuerdo a la identificación de las instalaciones recogida en la planificación de la red de transporte.

5. Sin perjuicio de los requisitos establecidos en la legislación general de las telecomunicaciones, las redes de transporte se podrán utilizar para prestar servicios de comunicaciones electrónicas, siempre que se respete el principio de separación jurídica de actividades, garantizando en todo caso la seguridad del sistema de transporte de energía eléctrica.

Artículo 35. *Autorización de instalaciones de transporte de energía eléctrica.*

1. La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en sus disposiciones de desarrollo.

2. En el caso de instalaciones de transporte cuya autorización deba ser otorgada por las Comunidades Autónomas o por las Ciudades de Ceuta y Melilla, éstas solicitarán informe previo a la Administración General del Estado, en el que ésta consignará las posibles afecciones de la proyectada instalación a los planes de desarrollo de la red, a la gestión técnica del sistema y al régimen económico regulados en esta ley, que la Administración autorizante deberá tener en cuenta en el otorgamiento de la autorización.

Si transcurrido un plazo de tres meses, la Administración General del Estado no hubiese emitido informe se entenderá que el mismo ha sido formulado en sentido desfavorable.

Para el reconocimiento de la retribución de las nuevas instalaciones de transporte será requisito indispensable que hayan sido incluidas en la planificación a la que se refiere el artículo 4 de esta ley y que, en su caso, cuenten con el informe favorable a que se hace referencia en el presente apartado.

Artículo 36. *Derechos y obligaciones del transportista.*

1. El transportista será responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte definida en este artículo, de tal manera que garantice el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes.

2. El transportista adoptará la forma de sociedad mercantil y su régimen societario se ajustará a las condiciones establecidas en el apartado 1 del artículo 30 para el operador del sistema.

3. Serán funciones del transportista las siguientes:

a) Ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de transporte.

b) Ejecutar las instrucciones del operador del sistema para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica.

c) Cumplir en todo momento las instrucciones del operador del sistema para la operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales, para su maniobra en tiempo real.

d) Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por la Administración Pública competente en ejecución de lo previsto en el apartado 2 del artículo 7.

cve: BOE-A-2013-13645

e) Colaborar con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en la evaluación y seguimiento de los planes de inversiones anuales y plurianuales a que se refiere el apartado 4 del artículo 34.

f) Garantizar el desarrollo y ampliación de la red de transporte ejecutando la planificación de la red de transporte aprobada, de tal manera que se asegure el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos coherentes y de mínimo coste.

g) Garantizar la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios de la red de transporte, proporcionando a los usuarios la información que necesiten para conectarse eficientemente a la red.

h) Aportar al operador del sistema toda aquella información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.

i) Otorgar el permiso de conexión a la red de transporte.

j) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de transporte de forma regular y continua con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

k) Facilitar el uso de sus instalaciones para los tránsitos de energía, y la utilización de sus redes de transporte por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas de transporte.

l) Maniobrar y mantener las instalaciones de su propiedad de acuerdo con las instrucciones y directrices a las que hace referencia el párrafo l) del artículo 30.2.

m) Aportar la información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución, así como cualquier información que se solicite en tiempo y forma necesarios para permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades reguladoras.

n) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen.

4. El transportista cumplirá en todo momento las instrucciones impartidas por el operador del sistema en el ámbito de sus funciones.

5. El transportista tendrá los siguientes derechos:

a) El reconocimiento por parte de la Administración de una retribución adecuada por el ejercicio de su actividad dentro del sistema eléctrico en los términos establecidos en el título III de esta ley.

b) Exigir que las instalaciones conectadas a las redes de transporte reúnan las condiciones técnicas que se determinen por la normativa estatal.

Artículo 37. *Acceso a las redes de transporte.*

1. Las instalaciones de transporte podrán ser utilizadas por los sujetos autorizados, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6. El precio por el uso de las redes de transporte se determinará de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 16.

2. El operador del sistema como gestor de la red de transporte deberá otorgar el permiso de acceso a la red de transporte de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 33.

## TÍTULO VII

## **Distribución de energía eléctrica**

Artículo 38. *Regulación de la distribución.*

1. La actividad de distribución de energía eléctrica es aquélla que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores.

cve: BOE-A-2013-13645

Los distribuidores serán los gestores de las redes de distribución que operen. En aquellas Comunidades Autónomas donde exista más de un gestor de la red de distribución, la Comunidad Autónoma, en el ámbito de sus competencias, podrá realizar funciones de coordinación de la actividad que desarrollen los diferentes gestores.

2. Tendrán la consideración de instalaciones de distribución todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquéllas que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 34, se consideren integradas en la red de transporte.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

3. La distribución de energía eléctrica se regirá por lo dispuesto en la presente ley y será objeto de ordenación atendiendo a la necesaria coordinación de su funcionamiento y a la normativa uniforme que se requiera.

4. La ordenación de la distribución tendrá por objeto establecer y aplicar principios comunes que garanticen su adecuada relación con las restantes actividades eléctricas, determinar las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por dichas redes, establecer la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y la fijación de condiciones comunes equiparables para todos los usuarios de la energía.

Dicha ordenación consistirá en el establecimiento de la normativa básica, criterios generales en el diseño de las redes, en la previsión del funcionamiento y desarrollo coordinado de las redes de distribución en el territorio español y en las condiciones de tránsito de la energía eléctrica por las mismas.

5. Los criterios de regulación de la distribución de energía eléctrica se establecerán atendiendo a zonas eléctricas con características comunes y vinculadas con la configuración de la red de transporte y de ésta con las unidades de producción. Al objeto de que dichos criterios sean homogéneos en todo el territorio español y exista la adecuada coordinación en el desarrollo de las actividades de distribución, éstos serán fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de las Comunidades Autónomas afectadas o Ciudades de Ceuta y Melilla.

6. Los distribuidores de energía eléctrica habrán de estar inscritos en el Registro Administrativo de Distribuidores a que se refiere el artículo 39.4.

7. Sin perjuicio de los requisitos establecidos en la legislación general de las telecomunicaciones, los distribuidores podrán utilizar sus redes para prestar servicios de comunicaciones electrónicas, garantizando en todo caso la seguridad del sistema de distribución de energía eléctrica. En este caso, llevarán en su contabilidad además cuentas separadas que diferencien ingresos y costes imputables estrictamente a estos servicios.

8. Reglamentariamente el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, regulará las condiciones y procedimientos para el establecimiento de acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios a las redes de distribución.

9. Contra las actuaciones del gestor de red de distribución podrán presentarse reclamaciones administrativas ante el organismo responsable de la resolución de las mismas, quien emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la reclamación. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

cve: BOE-A-2013-13645

Artículo 39. *Autorización de instalaciones de distribución.*

1. La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de distribución de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en sus disposiciones de desarrollo.

2. La autorización, que no concederá derechos exclusivos de uso, se otorgará atendiendo tanto al carácter del sistema de red única y monopolio natural, propio de la distribución eléctrica, como al criterio de menor coste posible para el conjunto del sistema, propio de toda actividad con retribución regulada, y evitando el perjuicio a los titulares de redes ya establecidas obligadas a atender los nuevos suministros que se soliciten.

3. Todas las instalaciones destinadas a más de un consumidor tendrán la consideración de red de distribución y deberán ser cedidas a la empresa distribuidora de la zona, la cual responderá de la seguridad y calidad del suministro. Dicha infraestructura quedará abierta al uso de terceros.

Cuando existan varios distribuidores en la zona a los cuales pudieran ser cedidas las instalaciones construidas por un promotor, la Administración Pública competente sobre la autorización de dichas redes determinará a cuál de dichos distribuidores deberán ser cedidas, con carácter previo a su ejecución, siguiendo criterios de mínimo coste para el conjunto del sistema y aquellos que establezca reglamentariamente la Administración General del Estado. Dicha infraestructura quedará abierta al uso de terceros.

Cuando en una nueva área a electrificar existan varios distribuidores que deseen realizar el desarrollo de la misma, la Administración Pública competente bajo el criterio de red única y aquellos que establezca reglamentariamente la Administración General del Estado, y considerando el carácter de monopolio natural de la actividad y con el objetivo de generar el menor coste de retribución para el conjunto del sistema determinará con carácter previo a la ejecución de las instalaciones, cuál de las empresas distribuidoras deberá acometer el desarrollo.

4. El registro administrativo de distribuidores dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo contendrá a las empresas distribuidoras debidamente autorizadas.

Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales en los que deberán estar inscritas todas las instalaciones ubicadas en el ámbito territorial de aquéllas.

Artículo 40. *Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras.*

1. Los distribuidores, como titulares de las redes de distribución, tendrán las siguientes obligaciones:

a) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, y con los niveles de calidad que se determinen reglamentariamente por el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y de las Ciudades de Ceuta y Melilla, manteniendo las redes de distribución eléctrica en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

b) Ser responsables de la construcción, operación, el mantenimiento y, en caso necesario, el desarrollo de su red de distribución, así como, en su caso, de sus interconexiones con otras redes, y de garantizar que su red tenga capacidad para asumir, a largo plazo, una demanda razonable de distribución de electricidad de acuerdo a los criterios establecidos por la Administración General del Estado, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla.

c) Analizar las solicitudes de conexión a las redes de distribución que gestionen y denegar o, en su caso, condicionar, la conexión a las mismas de acuerdo a los criterios que se establezcan reglamentariamente previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla. A estos efectos, deberán atender todas las solicitudes en condiciones de igualdad.

cve: BOE-A-2013-13645

d) Aportar la información requerida por la Administración General del Estado para el establecimiento de la retribución, así como cualquier información que se solicite en tiempo y forma necesarios para permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades reguladoras.

e) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro eléctrico en los términos que se establezcan reglamentariamente, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas eléctricas y de las obligaciones que correspondan al promotor de acuerdo con el artículo 16.1.c) del texto refundido de la Ley de Suelo, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2008, de 20 de junio.

f) Comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las autorizaciones de instalación que les concedan otras Administraciones, así como las modificaciones relevantes de su actividad, a efectos del reconocimiento de sus costes en la determinación de la tarifa y la fijación de su régimen de retribución.

g) Establecer y ejecutar los planes de mantenimiento de las instalaciones de su red de distribución.

h) Presentar, antes del 1 de mayo de cada año, sus planes de inversiones anuales y plurianuales al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a las respectivas Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla. En los planes de inversión anuales figurarán como mínimo los datos de los proyectos, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución. Asimismo, la empresa distribuidora deberá ejecutar, en los términos que se establezcan, el contenido de los planes de inversión que resulten finalmente aprobados por la Administración General del Estado. El procedimiento de aprobación de dichos planes, junto con las cuantías máximas de volumen de inversión con derecho a retribución a cargo del sistema, se establecerá reglamentariamente por el Gobierno, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla. Este procedimiento deberá contemplar la posibilidad de aprobación parcial de los planes de inversión en aquellas comunidades y ciudades autónomas para las que dicho plan cuente con el informe favorable establecido en el párrafo siguiente.

En todo caso, para la aprobación de los planes presentados por las empresas distribuidoras, éstos deberán acompañarse de informe favorable de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla respecto de las instalaciones previstas en su territorio cuya autorización sea de su competencia.

El carácter de obligación anual de la presentación de planes de inversión para su aprobación por la Administración General del Estado podrá modificarse reglamentariamente para establecer un periodo superior al de un año para las empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes.

i) Realizar aquellas otras funciones que se deriven de esta ley y su normativa de desarrollo.

2. Los distribuidores como gestores de la red de distribución en las que operan, tendrán las siguientes funciones en el ámbito de las redes que gestionen:

a) Coordinar con los gestores de las redes de distribución colindantes las actuaciones de maniobra y mantenimiento que se lleven a cabo en el ámbito de las redes que gestionen.

b) Realizar lo dispuesto por el operador del sistema y gestor de la red de transporte en los planes de maniobra para la reposición de servicio, en caso de fallos generales en el suministro de energía eléctrica, controlando su ejecución y pudiendo para ello afectar a cualquier elemento de las redes de distribución que gestionen.

c) Analizar las solicitudes de acceso a las redes de distribución que gestionen y otorgar, denegar o, en su caso, condicionar el acceso a las mismas de acuerdo a los criterios que se establezcan reglamentariamente. A estos efectos, deberán atender todas las solicitudes en condiciones de igualdad.

cve: BOE-A-2013-13645

d) Poner en conocimiento de las autoridades competentes, y de los sujetos eventualmente afectados, cualquier manipulación o alteración del estado de los equipos de medida.

e) Comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Administración Pública competente la información que se determine sobre peajes de acceso, cargos y precios, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector eléctrico.

f) Proceder a la medición y lectura de la energía que circule por sus puntos frontera en la forma que reglamentariamente se determine.

g) Facilitar los datos de consumo a los sujetos en los términos que reglamentariamente se establezcan.

h) Aplicar y recaudar de los sujetos los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.

i) Contratar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución con los consumidores, directamente o a través del comercializador y, en su caso, productores conectados a sus redes.

j) Aplicar, facturar y cobrar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución a los comercializadores o consumidores, según corresponda y en su caso, productores conectados a sus redes realizando el desglose en la facturación al usuario en la forma que reglamentariamente se determine.

k) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

l) Aplicar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.

m) Mantener actualizada su base de datos de puntos de suministro, y facilitar a la información de acuerdo a lo que se determine reglamentariamente.

n) Reservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.

o) Proporcionar al gestor de la red de transporte y a los gestores de las redes de distribución colindantes información suficiente para garantizar el funcionamiento seguro y eficiente, el desarrollo coordinado y la interoperabilidad de la red interconectada.

p) Cumplir con los requisitos y obligaciones que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador y, en concreto, cumplir con los plazos y recibir la información que se determine relativa a los citados cambios de suministrador.

q) Exigir garantías a los sujetos que contraten el acceso a sus redes de distribución en los términos que se establezcan reglamentariamente.

r) Determinar, en el ejercicio de la función de gestor de su red de distribución, los criterios de la explotación y mantenimiento de las redes garantizando la seguridad, la fiabilidad y la eficacia de las mismas, de acuerdo con la normativa medioambiental que les sea aplicable.

s) Poner en conocimiento de las autoridades públicas competentes y de los sujetos que pudieran verse afectados si los hubiere, las situaciones de fraude y otras situaciones anómalas.

t) Realizar aquellas otras funciones que se deriven de esta ley y su normativa de desarrollo.

Reglamentariamente, previa audiencia a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se regularán las condiciones y procedimientos para el establecimiento de acometidas eléctricas y el enganche de nuevos usuarios a las redes de distribución.

3. Serán derechos de las empresas distribuidoras:

a) El reconocimiento por parte de la Administración y la percepción de una retribución adecuada por el ejercicio de su actividad dentro del sistema eléctrico en los términos establecidos en el título III de esta ley.

cve: BOE-A-2013-13645

b) Exigir que las instalaciones y aparatos receptores de los usuarios que se conecten a sus redes reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen por la normativa estatal e internacional que les fuera de aplicación, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros usuarios.

c) Exigir a los sujetos obligados a ello, que dispongan de los equipos de medida y control establecidos en la normativa de aplicación.

d) Acceder a la información que precisen para el desarrollo de sus funciones.

Artículo 41. *Acceso a las redes de distribución.*

1. Las instalaciones de distribución podrán ser utilizadas por los sujetos autorizados de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 8. El precio por el uso de redes de distribución se determinará de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16.

2. El gestor de la red de distribución deberá otorgar el permiso de acceso a la red de distribución de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 33.

Artículo 42. *Líneas directas.*

1. Tendrán la consideración de líneas directas aquéllas que tengan por objeto el enlace directo de una instalación de producción de energía eléctrica con un consumidor en las condiciones que se establezcan reglamentariamente. En todo caso el titular de la instalación de producción y el consumidor deberán ser la misma empresa o pertenecer al mismo grupo empresarial, definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio.

2. La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de líneas directas estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 y en sus disposiciones de desarrollo.

3. La construcción de líneas directas queda excluida de la aplicación de las disposiciones que en materia de expropiación y servidumbres se establecen en el título IX, sometiéndose al ordenamiento jurídico general. Asimismo, su uso queda excluido del régimen retributivo que para las actividades de transporte y distribución se establece en la presente ley.

4. Las líneas directas sólo podrán ser utilizadas por los sujetos titulares de la autorización administrativa, no pudiéndose conceder acceso a terceros.

La apertura a terceros del uso de la red exigirá su venta, cesión o aportación a la empresa transportista o la empresa distribuidora de la zona de forma que dicha red quede integrada en la red de transporte o distribución, respectivamente.

## TÍTULO VIII

## Suministro de energía eléctrica

### CAPÍTULO I

### Suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica

Artículo 43. *Suministro.*

1. El suministro de energía eléctrica se define como la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles.

2. Los consumidores que se determine tendrán derecho a contratar el suministro de energía eléctrica a los precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifa de último recurso establecidos de acuerdo al artículo 17.

3. Reglamentariamente se establecerán, por las Administraciones Públicas competentes, medidas de protección al consumidor que deberán recogerse en las

cve: BOE-A-2013-13645

condiciones contractuales para los contratos de suministro de los comercializadores con aquellos consumidores que por sus características de consumo o condiciones de suministro requieran un tratamiento contractual específico.

Asimismo, reglamentariamente se establecerán los mecanismos de contratación y las condiciones de facturación de los suministros, incluyendo los procedimientos de cambio de suministrador, que se realizará en un plazo máximo de 21 días, y de resolución de reclamaciones. A estos efectos, se considerará el establecimiento de puntos de contacto únicos a tenor de lo establecido en la disposición adicional octava de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a los procedimientos de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio.

4. Sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla y del establecimiento por los prestadores de sistemas propios de tramitación de reclamaciones que se ajusten a lo dispuesto en la Recomendación 2001/310/CE, de la Comisión, de 4 de abril de 2001 relativa a los principios aplicables a los órganos extrajudiciales de resolución consensual de litigios en materia de consumo, se preverá reglamentariamente la posibilidad de acudir al sistema arbitral de consumo para la resolución de tales reclamaciones.

5. Para el supuesto de que no se sometan a las entidades de resolución alternativa de litigios en materia de consumo o que estas no resulten competentes para la resolución del conflicto, los usuarios finales que sean personas físicas podrán someter la controversia al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, cuando tales controversias se refieran a sus derechos específicos como usuarios finales, incluidos todos los previstos en esta ley y sin perjuicio de las competencias del resto de Administraciones Públicas. No podrán ser objeto del procedimiento anterior las controversias que se encuentren reguladas por normativa distinta de la de protección específica de los usuarios finales de energía eléctrica.

El procedimiento, que se aprobará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, deberá ser transparente, sencillo y gratuito. La resolución que se dicte podrá ordenar la devolución de importes indebidamente facturados y, en general, disponer cuantas medidas tiendan a restituir al interesado en sus derechos e intereses legítimos, incluyendo la posibilidad de reembolso y compensación por los gastos y perjuicios que se hubiesen podido generar.

Los sujetos del sector eléctrico estarán obligados a someterse al procedimiento, así como a cumplir la resolución que le ponga fin. En cualquier caso, el procedimiento que se adopte establecerá el plazo máximo en el que deberá notificarse la resolución expresa, transcurrido el cual se podrá entender desestimada la reclamación por silencio administrativo, sin perjuicio de que la Administración tenga la obligación de resolver la reclamación de forma expresa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 43 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. La resolución que se dicte podrá impugnarse ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

Lo dispuesto en este apartado será aplicable a todas las modalidades de suministro previstas en esta ley para usuarios finales que sean personas físicas.

6. La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia supervisará la efectividad y la aplicación de las medidas de protección a los consumidores y podrá dictar resoluciones jurídicamente vinculantes tendentes al cumplimiento de las mismas.

Artículo 44. *Derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro.*

1. Los consumidores tendrán los siguientes derechos, y los que reglamentariamente se determinen, en relación al suministro:

a) Al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica en el territorio español, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

cve: BOE-A-2013-13645

Los consumidores no podrán estar conectados directamente a un sujeto productor salvo a través de una línea directa y en los casos que reglamentariamente se establezcan para la aplicación de las modalidades de suministro con autoconsumo.

b) Realizar las adquisiciones de energía eléctrica en los términos previstos en la normativa de aplicación.

c) Elegir su suministrador, pudiendo contratar el suministro con:

1.º Las correspondientes empresas de comercialización. En este caso, podrán contratar la energía y el acceso a través del comercializador. Con independencia del modo de representación elegido, el comercializador será responsable, en todo caso, del cumplimiento de las obligaciones previstas en el párrafo d) del artículo 46.1 de esta ley.

Cuando el consumidor haya contratado el peaje de acceso a través del comercializador conforme a lo dispuesto en el párrafo anterior, el distribuidor no podrá en ningún caso exigir el pago del peaje de acceso directamente al consumidor.

Los consumidores a los que se refiere el artículo 43.2 tendrán derecho, además, a contratar el precio voluntario para el pequeño consumidor o la tarifa de último recurso, según corresponda, con empresas comercializadoras de referencia al precio que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determine.

2.º Otros sujetos del mercado de producción. Estos consumidores directos en mercado contratarán la energía en el mercado de producción y el correspondiente contrato de acceso a las redes directamente con el distribuidor al que están conectadas sus instalaciones o con el distribuidor de la zona en caso de estar conectado a la red de transporte.

d) A formalizar un contrato de acceso con la empresa distribuidora o un contrato de suministro con la empresa suministradora de electricidad, según corresponda, en el que se especifique:

1.º La identidad y la dirección de la empresa;

2.º la duración del contrato, condiciones para su renovación y las causas de rescisión y resolución de los mismos, así como el procedimiento para realizar una u otras;

3.º las cláusulas bajo las cuales se podrán revisar las condiciones establecidas en el contrato;

4.º el procedimiento de resolución de conflictos de conformidad con lo establecido en los artículos 43.5 y 46.1.p);

5.º la información actualizada sobre precios y tarifas aplicables y, en su caso, disposición oficial donde se fijen los mismos;

6.º el nivel de calidad mínimo exigible en los términos que se establezcan y las repercusiones en la facturación que, en su caso, correspondan;

7.º los plazos para la conexión inicial;

8.º la información completa y transparente sobre las ofertas comerciales, incluyendo de manera expresa la duración de los descuentos promocionales y los términos o precios sobre los que éstos se aplican;

9.º la información relativa a otros servicios prestados, incluidos, en su caso, los servicios de valor añadido y de mantenimiento que se propongan, mencionando de manera explícita el coste de dichos servicios adicionales y su obligatoriedad o no.

Las condiciones generales serán equitativas y transparentes, y deberán adecuarse a lo establecido en la normativa vigente en materia de contratos con los consumidores. Se explicarán en un lenguaje claro y comprensible y no incluirán obstáculos no contractuales al ejercicio de los derechos de los clientes. Se protegerá a los clientes contra los métodos de venta abusivos o equívocos.

Las condiciones se darán a conocer con antelación. En cualquier caso, deberán comunicarse antes de la celebración o confirmación del contrato. Cuando los contratos se celebren a través de intermediarios, la información antes mencionada se comunicará asimismo antes de la celebración del contrato.

cve: BOE-A-2013-13645

e) Ser debidamente avisados de forma transparente y comprensible de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato sin coste alguno cuando reciban el aviso. Asimismo, ser notificados de forma directa por su suministrador sobre cualquier revisión de los precios derivada de las condiciones previstas en el contrato en el momento en que ésta se produzca, y no más tarde de un período de facturación después de que haya entrado en vigor dicha revisión, de forma transparente y comprensible.

f) Poder escoger libremente el modo de pago, de forma que no se produzca ninguna discriminación indebida entre consumidores. Los sistemas de pago anticipado reflejarán adecuadamente las condiciones de suministro y el consumo probable.

g) Ser atendidos en condiciones no discriminatorias en las solicitudes de nuevos suministros eléctricos y en la ampliación de los existentes.

h) Recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen reglamentariamente.

i) Ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.

j) Recibir información transparente sobre los precios y condiciones generales aplicables al acceso y al suministro de energía eléctrica.

A estos efectos, recibirán las facturaciones con el desglose que se determine reglamentariamente.

k) Realizar el cambio de suministrador sin coste alguno y en los plazos legal y reglamentariamente establecidos.

l) Disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones de acuerdo a lo establecido en esta ley y en la demás normativa sobre atención al consumidor aplicable.

m) Tener a su disposición sus datos de consumo, y poder, mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medidas a los sujetos que corresponda, y en concreto a las comercializadoras que se mantengan en el cumplimiento de los requisitos y obligaciones, de acuerdo a los términos y condiciones que reglamentariamente se determine, sin que puedan facturarse al consumidor costes por este servicio.

n) Estar informados del consumo real de electricidad y de los costes correspondientes de acuerdo a lo que reglamentariamente se establezca, sin coste adicional. A estos efectos, se tendrán en cuenta las características de los equipos de medida para garantizar una adecuada facturación y los costes de implementar esta medida.

ñ) Recibir la liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de electricidad, en el plazo de 42 días como máximo a partir de la fecha en que se produzca el cambio de suministrador.

o) Disponer de un servicio de asistencia telefónica gratuito facilitado por el distribuidor al que estén conectados sus instalaciones, en funcionamiento las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias de seguridad en las instalaciones. Dicho número deberá figurar claramente identificado en las facturas y en todo caso será facilitado por el comercializador o, en su caso, por el distribuidor al consumidor.

2. Reglamentariamente se establecerán los límites a la aplicación de los derechos establecidos en el apartado anterior, entre otros, en el caso de consumidores que estén en situación de impago.

3. Los consumidores tendrán las siguientes obligaciones, además de las que reglamentariamente se determinen, en relación al suministro:

a) Garantizar que las instalaciones y aparatos cumplen los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa vigente, garantizando el acceso a los mismos en los términos que se determinen.

b) Contratar y efectuar el pago de los suministros, de acuerdo a las condiciones establecidas en la normativa.

c) Permitir al personal autorizado por la empresa distribuidora la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior, para realizar las actuaciones propias de distribuidor.

cve: BOE-A-2013-13645

Artículo 45. *Consumidores vulnerables.*

1. Serán considerados como consumidores vulnerables los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

La definición de los consumidores vulnerables y los requisitos que deben cumplir, así como las medidas a adoptar para este colectivo, se determinarán reglamentariamente por el Gobierno.

2. El bono social resultará de aplicación a los consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que por real decreto del Consejo de Ministros se determinen. A estos efectos, se establecerá un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual.

3. El bono social cubrirá la diferencia entre el valor del precio voluntario para el pequeño consumidor y un valor base, que se denominará tarifa de último recurso y será aplicado por el correspondiente comercializador de referencia en las facturas de los consumidores que puedan quedar acogidos al mismo.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, fijará la tarifa de último recurso.

4. El bono social será considerado obligación de servicio público según lo dispuesto en la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE y será asumido por las matrices de los grupos de sociedades o, en su caso, sociedades que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica.

El porcentaje de reparto de las cantidades a financiar se calculará, para cada grupo empresarial como la relación entre un término que será la suma de las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras en que participe el grupo, y otro término que corresponderá a la suma de todos los valores medios anuales de suministros y clientes de todos los grupos empresariales que deben ser considerados a los efectos de este reparto.

Este porcentaje de reparto será calculado anualmente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que se establezcan reglamentariamente. A estos efectos, la referida Comisión publicará en su página web, en el mes de noviembre de cada año la información referida al año móvil anterior y relativa a las medias anuales del número de suministros conectados a las redes de distribución de las empresas distribuidoras y del número de clientes de las empresas comercializadoras, así como la relación de grupos de sociedades o, en su caso, sociedades, que cumplan el requisito previsto en el primer párrafo del presente apartado.

La citada Comisión remitirá antes del 1 de diciembre de cada año una propuesta de fijación de los porcentajes de financiación que corresponderán a cada una de las sociedades matrices, correspondiendo al Ministro de Industria, Energía y Turismo su aprobación por orden que será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

En todo caso, las aportaciones que debe realizar cada una de dichas sociedades se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por el organismo liquidador, que será responsable de su gestión.

Artículo 46. *Obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro.*

1. Serán obligaciones de las empresas comercializadoras, además de las que se determinen reglamentariamente, en relación al suministro:

a) Comunicar el inicio y el cese de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica y el cese de la misma, acompañada de la declaración responsable sobre el

cve: BOE-A-2013-13645

cumplimiento de los requisitos que se establezcan reglamentariamente para el ejercicio de la misma, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá comunicarse al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.

b) Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.

c) Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.

d) Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.

e) Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan.

f) Atender sus obligaciones de pago frente al sistema eléctrico en los plazos que se establezcan, así como aplicar y recaudar de los consumidores los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine.

g) Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado en los términos que se establezcan en las disposiciones reglamentarias de desarrollo de esta ley, y con el desglose que se determine.

h) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

i) Procurar un uso racional de la energía.

j) Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.

k) Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.

l) Tener a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de las Comunidades Autónomas o las Ciudades de Ceuta y Melilla en el ámbito de su competencia, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de la Comisión Europea, a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y los derivados relacionados con la electricidad suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

Lo dispuesto en el presente párrafo no creará obligaciones adicionales con respecto al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Comisión Europea, para las entidades que entren en el ámbito de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

En caso de que los organismos mencionados en el primer párrafo de este subapartado necesiten acceder a datos conservados por entidades que entren en el ámbito de aplicación de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, la Comisión Nacional del Mercado de Valores les facilitará los datos necesarios.

m) Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.

n) Informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio. A estos efectos las empresas

cve: BOE-A-2013-13645

comercializadoras deberán ofrecer a sus consumidores, la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo, que cumpla los requisitos establecidos por la Directiva 2013/11/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2013 y en las disposiciones nacionales de transposición. Dichas entidades habrán de ser acreditadas como tales por la autoridad competente.

o) Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Dicho sistema de comunicación electrónica, deberá emitir de forma automatizada un acuse de recibo con indicación de la fecha, hora y número de solicitud, de manera que quede constancia de la hora y fecha en que la solicitud ha tenido entrada. Los prestadores comunicarán su dirección legal si ésta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.

El servicio de atención a los consumidores que establezcan las empresas comercializadoras deberá adecuarse, en todo caso, a los parámetros mínimos de calidad establecidos en la legislación de defensa de los consumidores y usuarios.

La empresa comercializadora no podrá desviar llamadas realizadas al número de teléfono gratuito mencionado a números que impliquen un coste para los consumidores, ya sea vía telefónica, mediante mensajes de texto u otros análogos para la atención de quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones. El servicio de atención al consumidor en ningún caso proporcionará ingresos adicionales a la empresa a costa del consumidor.

Las empresas comercializadoras, junto a los números de tarificación compartida que publiciten las empresas para que los consumidores y usuarios soliciten información con carácter general sobre los servicios ofertados o publicitados, deberán publicitar números geográficos de telefonía para proporcionar la misma información, en todos los soportes de información comercial que manejen, debiendo figurar estos números en el mismo emplazamiento que los números de tarificación compartida y en el mismo tamaño y tipo de letra.

p) Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.

2. Las empresas comercializadoras, además de lo que se determine reglamentariamente, tendrán derecho a:

a) Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine por el Gobierno.

b) Actuar como sujetos de mercado en el mercado de producción de electricidad.

c) Contratar la adquisición y venta de energía eléctrica en los términos previstos en la ley y en sus disposiciones de desarrollo.

d) Facturar y cobrar el suministro realizado.

e) Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente se determinen, así como el buen uso de los mismos.

f) Solicitar, en nombre de sus consumidores, la verificación de los equipos de medida de suministros y en su caso, reclamar las cuantías que procedan.

3. Los consumidores directos en mercado tendrán las obligaciones y los derechos regulados en los apartados 1 y 2 anteriores para los comercializadores, que les sean de aplicación.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web un listado que contendrá los comercializadores que, de acuerdo al presente artículo,

cve: BOE-A-2013-13645

hayan comunicado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y, en su caso, a la Administración competente, el inicio de su actividad y que no hayan comunicado el cese de la misma.

Artículo 47. *Incumplimientos de las empresas comercializadoras.*

1. La Administración Pública competente, así como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrán requerir a las empresas comercializadoras la acreditación del cumplimiento de las obligaciones establecidas en el artículo 46.

2. En caso de que un comercializador incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá, previa la tramitación de un procedimiento en el que se garantice la audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como comercializador, en los términos que se desarrollen reglamentariamente.

En estos casos, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá determinar, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de referencia, y las condiciones de suministro de dichos clientes.

3. En el marco del citado procedimiento y en atención a las circunstancias que en cada caso concurran, se podrán adoptar las medidas provisionales que sean necesarias para asegurar la eficacia de la resolución que pudiera recaer, particularmente cuando la persistencia durante la tramitación del procedimiento en el ejercicio de la actividad de comercialización, o en ciertos aspectos de la misma, pueda poner en riesgo el cumplimiento de las obligaciones económicas en que se sustenta el sistema eléctrico o causar perjuicios a los consumidores. Entre estas medidas se podrán incluir las necesarias para evitar el traspaso de los clientes suministrados a un comercializador del grupo empresarial al que pertenece la empresa que es objeto de inhabilitación o a empresas vinculadas a la misma.

4. El incumplimiento por un comercializador de cualquiera de las obligaciones que le son exigibles en el ejercicio de su actividad será sancionado de acuerdo con lo establecido en el título X de esta ley. La comisión de una infracción muy grave podrá llevar aparejada la extinción de la habilitación para actuar como comercializador.

Artículo 48. *Servicios de recarga energética.*

1. El servicio de recarga energética tendrá como función principal la entrega de energía a través de servicios de carga de vehículos y de baterías de almacenamiento en unas condiciones que permitan la carga de forma eficiente y a mínimo coste para el propio usuario y para el sistema eléctrico.

2. Los servicios de recarga energética serán prestados por las correspondientes empresas que deberán presentar ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, con carácter previo al inicio de su actividad, comunicación de inicio de actividad acompañada de declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos que se determinen reglamentariamente.

Cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, la interesada deberá dirigir la comunicación de inicio de actividad al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente, quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.

3. Los gestores de cargas del sistema atendiendo a la definición del artículo 6.h), tendrán las obligaciones y los derechos regulados en la presente ley en el artículo 44. Además de los que se determinen reglamentariamente, serán derechos de los gestores de cargas en relación con la reventa de energía eléctrica los recogidos en el artículo 46.2 párrafos a), b), c) y d).

cve: BOE-A-2013-13645

Además de las que se determinen reglamentariamente, serán obligaciones de los gestores de cargas en relación con la reventa de energía eléctrica los recogidos en el artículo 46.1 párrafos c), d), e), f), h), i), j), k) y m).

Artículo 49. *Gestión de la demanda.*

1. Las empresas eléctricas, los consumidores y el operador del sistema, en coordinación con otros agentes, podrán realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos.

Los consumidores, bien directamente o a través de comercializadores, podrán participar, en su caso, en los servicios incluidos en el mercado de producción de acuerdo a lo que reglamentariamente se determine.

2. Sin perjuicio de lo anterior, la Administración podrá adoptar medidas que incentiven la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energéticos, directamente o a través de agentes económicos cuyo objeto sea el ahorro y la introducción de la mayor eficiencia en el uso final de la electricidad.

Entre estas medidas se incluirá el servicio de interrumpibilidad gestionado por el operador del sistema.

El cumplimiento de los objetivos previstos en dichas medidas podrá dar lugar al reconocimiento de los costes en que se incurra para su puesta en práctica, que podrán tener la consideración de costes del sistema. A los efectos de dicho reconocimiento las medidas deberán ser aprobadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de las Comunidades Autónomas en su ámbito territorial.

Entre estas medidas se incluirá el servicio de interrumpibilidad gestionado por el operador del sistema.

Artículo 50. *Planes de ahorro y eficiencia energética.*

1. La Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, en el ámbito de sus respectivas competencias territoriales, podrán, mediante planes de ahorro y eficiencia energética, establecer las normas y principios básicos para potenciar las acciones encaminadas a la consecución de los siguientes fines:

a) Optimizar los rendimientos de los procesos de transformación de la energía, inherentes a sistemas productivos o de consumo.

b) Analizar y controlar el desarrollo de proyectos de creación de plantas industriales de gran consumo de energía, según criterios de rentabilidad energética a nivel nacional.

c) Mejorar el rendimiento o sustituir el tipo de combustible en empresas o sectores de alto consumo energético, a tenor de los intereses a nivel nacional.

d) Mejorar la eficiencia energética de las medianas y grandes empresas de todos los sectores.

e) Renovar los sistemas energéticos del parque de edificios residenciales y comerciales, para incrementar el ahorro de energía eléctrica y mejorar la eficiencia energética en las instalaciones térmicas, de climatización, ventilación, iluminación, ascensores y otras que utilicen energía eléctrica.

2. Cuando dichos planes de ahorro y eficiencia energética establezcan acciones incentivadas con fondos públicos, las citadas Administraciones Públicas podrán exigir a las personas físicas o jurídicas participantes la presentación de una auditoría energética de los resultados obtenidos.

cve: BOE-A-2013-13645

CAPÍTULO II

**Calidad del suministro eléctrico**

Artículo 51. *Calidad del suministro eléctrico.*

1. La calidad del suministro eléctrico es el conjunto de características, técnicas y de atención y relación con los consumidores y, en su caso, productores, exigibles al suministro de electricidad de las empresas que realicen actividades destinadas al suministro eléctrico.

En lo relativo a las características técnicas, la calidad del suministro eléctrico se refiere a la continuidad, al número y duración de las interrupciones, así como a la calidad del producto.

En lo relativo a las características de la atención y relación con los consumidores y, en su caso, productores, se refiere a la relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, estudios de acceso, conexión, medida, contratación, facturación, comunicación y reclamación.

Mediante real decreto del Consejo de Ministros se establecerán indicadores individuales y colectivos, y valores objetivo para estos indicadores.

2. El suministro de energía eléctrica deberá ser realizado por las empresas con las características y continuidad que reglamentariamente por el Gobierno se determinen para el territorio español, teniendo en cuenta la diferenciación por zonas a la que se refiere el apartado siguiente.

Las empresas de energía eléctrica contarán con la capacidad técnica necesaria para garantizar la calidad del servicio exigida reglamentariamente por la Administración General del Estado.

Las empresas eléctricas y, en particular, las distribuidoras promoverán la incorporación de tecnologías avanzadas en la medición y para el control de la calidad del suministro eléctrico.

3. La Administración General del Estado establecerá las líneas de actuación en materia de calidad del servicio, tendentes a la consecución de los objetivos de calidad, tanto en consumo final como en las zonas que, por sus características demográficas y tipología del consumo, puedan considerarse idóneas para la determinación de objetivos diferenciados.

La Administración General del Estado determinará los índices objetivos de calidad del servicio, así como unos valores entre los que estos índices puedan oscilar, a cumplir tanto a nivel de usuario individual, como para cada zona geográfica atendida por un único distribuidor. Estos índices deberán tomar en consideración la continuidad del suministro, relativo al número y duración de las interrupciones y la calidad del producto relativa a las características de la tensión. Las empresas eléctricas estarán obligadas a facilitar a la Administración la información, convenientemente auditada, necesaria para la determinación objetiva de la calidad del servicio. Los datos de los índices antes citados serán hechos públicos con una periodicidad anual. La metodología retributiva de la actividad de distribución elaborada por la Administración General del Estado incorporará incentivos y penalizaciones en función de la calidad de servicio obtenida.

4. Si la baja calidad de la distribución de una zona es continua, o pudiera producir consecuencias graves para los usuarios, o concurrieran circunstancias especiales que puedan poner en peligro la seguridad en el servicio eléctrico, la Administración General del Estado requerirá que los planes de inversiones presentados por dichas empresas presenten actuaciones que impulsen la mejora de la calidad de servicio en dicha zonas.

5. Reglamentariamente el Gobierno establecerá el procedimiento para determinar las reducciones que hayan de aplicarse en la facturación a abonar por los usuarios si se constatara que la calidad del servicio individual prestado por la empresa es inferior a la reglamentariamente exigible.

cve: BOE-A-2013-13645

Artículo 52. *Suspensión del suministro.*

1. El suministro de energía eléctrica a los consumidores podrá suspenderse cuando conste dicha posibilidad en el contrato de suministro o de acceso que nunca podrá invocar problemas de orden técnico o económico que lo dificulten, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

2. También podrá suspenderse temporalmente cuando ello sea imprescindible para el mantenimiento, reparación de instalaciones o mejora del servicio o por razones de seguridad del suministro. En todos estos supuestos, la suspensión requerirá autorización administrativa previa y comunicación a los usuarios en la forma que reglamentariamente se determine.

Quedarán exceptuadas de esta autorización aquellas actuaciones del operador del sistema tendentes a garantizar la seguridad del suministro. En todo caso, estas actuaciones deberán ser justificadas con posterioridad en la forma que reglamentariamente se determine.

3. En las condiciones que reglamentariamente se determinen podrá ser suspendido el suministro de energía eléctrica a los consumidores acogidos a precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifas de último recurso cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, la identidad y el contenido del mismo.

En el caso de las Administraciones públicas acogidas a precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifas de último recurso, si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento, el pago no se hubiera hecho efectivo, podrá interrumpirse el suministro.

4. Se podrán considerar suministros esenciales aquellos suministros que cumplan alguno de los siguientes criterios:

a) Alumbrado público a cargo de las administraciones públicas. No se incluyen los alumbrados ornamentales de plazas, monumentos, fuentes o de cualquier otro edificio o sitio de interés.

b) Suministro de aguas para el consumo humano a través de red.

c) Acuartelamientos e instituciones directamente vinculadas a la defensa nacional, a las fuerzas y cuerpos de seguridad, a los bomberos, a protección civil y a la policía municipal, salvo las construcciones dedicadas a viviendas, economato y zonas de recreo de su personal.

d) Centros penitenciarios, pero no así sus anejos dedicados a la población no reclusa, así como sedes de Juzgados y Tribunales.

e) Transportes de servicio público y sus equipamientos y las instalaciones dedicadas directamente a la seguridad del tráfico terrestre, marítimo o aéreo.

f) Centros sanitarios en que existan quirófanos, salas de curas y aparatos de alimentación eléctrica acoplables a los pacientes.

g) Hospitales.

h) Servicios funerarios.

i) Aquellos suministros de ámbito doméstico en los que exista constancia documental formalizada por personal médico de que el suministro de energía eléctrica es imprescindible para la alimentación de un equipo médico que resulte indispensable para mantener con vida a una persona. En todo caso estos suministros se circunscribirán a personas físicas en su vivienda habitual.

En ningún caso podrá suspenderse el suministro de energía eléctrica a aquellas instalaciones cuyos servicios hayan sido declarados como esenciales de conformidad con esta ley.

Las empresas distribuidoras o comercializadoras podrán aplicar recargos o afectar los pagos que perciban de aquellos de sus clientes que tengan suministros vinculados a

cve: BOE-A-2013-13645

servicios declarados como esenciales en situación de morosidad, al abono de las facturas correspondientes a dichos servicios, con independencia de la asignación que el cliente, público o privado, hubiera atribuido a estos pagos.

5. Una vez realizado el pago de lo adeudado por el consumidor al que se le ha suspendido el suministro, le será repuesto éste en el plazo de 24 horas.

6. Las empresas distribuidoras podrán proceder a la desconexión de determinadas instalaciones de forma inmediata en el caso de enganches directos, en situaciones que conlleven riesgo para las personas o cosas y en los casos que se determinen reglamentariamente.

## TÍTULO IX

## Autorizaciones, expropiación y servidumbres

Artículo 53. *Autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas.*

1. Para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas contempladas en la presente ley o modificación de las existentes se requerirá de las siguientes autorizaciones administrativas:

a) Autorización administrativa previa, que se tramitará con el anteproyecto de la instalación como documento técnico y, en su caso, conjuntamente con la evaluación de impacto ambiental, según lo dispuesto en el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2008, y otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.

La autorización administrativa de instalaciones de generación no podrá ser otorgada si su titular no ha obtenido previamente los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes.

b) Autorización administrativa de construcción, que permite al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles.

Para solicitarla, el titular presentará un proyecto de ejecución junto con una declaración responsable que acredite el cumplimiento de la normativa que le sea de aplicación.

Para su resolución se deberán analizar los condicionados exclusivamente técnicos de aquellas Administraciones Públicas, organismos o empresas que presten servicios públicos o de interés económico general, únicamente en lo relativo a bienes y derechos de su propiedad que se encuentren afectados por la instalación.

La tramitación y resolución de autorizaciones definidas en los párrafos a) y b) del apartado 1 del presente artículo podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación.

Las acometidas podrán requerir las autorizaciones administrativas previstas en este apartado en los términos que reglamentariamente se establezcan por las Administraciones Públicas en el ámbito de sus respectivas competencias.

2. La Administración Pública competente podrá establecer que determinados tipos de modificaciones no sustanciales de las instalaciones de transporte, distribución y producción y líneas directas no queden sometidas a las autorizaciones administrativas previas previstas en los apartados 1.a) y b).

Reglamentariamente se establecerán, a estos efectos, qué criterios se utilizarán para considerar una determinada modificación como no sustancial, los cuales deberán fundamentarse en las características técnicas de la modificación proyectada.

cve: BOE-A-2013-13645

En todo caso, las modificaciones consideradas como no sustanciales deberán obtener la autorización de explotación a la que se refiere el apartado 1. c), previa acreditación del cumplimiento de las condiciones de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado.

3. Reglamentariamente se podrá eximir a determinadas instalaciones de producción de pequeña potencia del régimen de autorizaciones previsto en los apartados 1.a) y 1.b) del presente artículo.

4. Para la autorización de instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas de energía eléctrica el promotor de la misma deberá acreditar suficientemente los siguientes extremos:

a) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones y del equipo asociado.

b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.

c) Las características del emplazamiento de la instalación.

d) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

5. La transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción requerirán autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo. El titular de la instalación tendrá la obligación de proceder al desmantelamiento de la misma tras el cierre definitivo, salvo que la autorización administrativa de cierre definitivo permita lo contrario.

En todo caso, el cierre definitivo de instalaciones de generación requerirá el informe del operador del sistema en el que se consignarán las posibles afecciones del cierre a la seguridad de suministro y en el que se deberá pronunciar motivadamente si éste resulta posible sin poner en riesgo la seguridad de suministro.

La administración autorizante deberá dictar y notificar la resolución sobre las solicitudes de autorización en el plazo de seis meses. Si transcurrido este plazo la administración no se hubiese pronunciado y simultáneamente se hubieran cumplido al menos tres meses desde la emisión por parte del operador del sistema de informe favorable al cierre de la instalación, el solicitante podrá proceder al cierre de la misma. Lo anterior se realizará sin perjuicio de las obligaciones de desmantelamiento que posteriormente pudieran imponerse por parte de la administración competente para la autorización.

6. Los procedimientos administrativos de autorización tendrán carácter reglado y respetarán los principios de objetividad, proporcionalidad, transparencia, igualdad y no discriminación, sin que, en ningún caso, pueda supeditarse el otorgamiento de la autorización al pago de costes o al cumplimiento de requisitos no vinculados al desarrollo de cada actividad.

Las autorizaciones administrativas a que se refiere este artículo serán otorgadas por la Administración competente, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables y en especial las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente.

7. La Administración Pública competente únicamente podrá denegar la autorización cuando no se cumplan los requisitos previstos en la normativa aplicable o cuando tenga una incidencia negativa en el funcionamiento del sistema.

8. No obstante lo previsto en el párrafo tercero del apartado 5 del presente artículo, en las instalaciones cuya autorización sea competencia de la Administración General del Estado, el plazo máximo para dictar y notificar la resolución sobre las solicitudes de autorización será de un año.

El vencimiento del plazo máximo sin haberse notificado resolución expresa legitimará al interesado para entenderla desestimada por silencio administrativo de acuerdo con el artículo 43.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

9. Las instalaciones de producción, transporte, distribución de energía eléctrica y líneas directas, las destinadas a su recepción por los usuarios, los equipos de consumo,

cve: BOE-A-2013-13645

así como los elementos técnicos y materiales para las instalaciones eléctricas deberán ajustarse a las correspondientes normas técnicas de seguridad y calidad industriales, de conformidad a lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, y demás normativa que resulte de aplicación.

10. El incumplimiento de las condiciones y requisitos establecidos en las autorizaciones o la variación sustancial de los presupuestos que determinaron su otorgamiento podrán dar lugar a su revocación, previa audiencia del interesado.

Artículo 54. *Utilidad pública.*

1. Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso.

2. Dicha declaración de utilidad pública se extiende a los efectos de la expropiación forzosa de instalaciones eléctricas y de sus emplazamientos cuando por razones de eficiencia energética, tecnológicas, o medioambientales sea oportuna su sustitución por nuevas instalaciones o la realización de modificaciones sustanciales en las mismas.

Artículo 55. *Solicitud de la declaración de utilidad pública.*

1. Para el reconocimiento en concreto de la utilidad pública de las instalaciones aludidas en el artículo anterior, será necesario que la empresa interesada lo solicite, incluyendo el proyecto de ejecución de la instalación y una relación concreta e individualizada de los bienes o derechos que el solicitante considere de necesaria expropiación.

2. La petición se someterá a información pública y se recabará informe de los organismos afectados.

3. Concluida la tramitación, el reconocimiento de la utilidad pública será acordado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, si la autorización de la instalación corresponde al Estado, sin perjuicio de la competencia del Consejo de Ministros en caso de oposición de organismos u otras entidades de derecho público, o por el organismo competente de las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla en los demás casos.

Artículo 56. *Efectos de la declaración de utilidad pública.*

1. La declaración de utilidad pública llevará implícita en todo caso la necesidad de ocupación de los bienes o de adquisición de los derechos afectados e implicará la urgente ocupación a los efectos del artículo 52 de la Ley de 16 de diciembre de 1954, de Expropiación Forzosa.

2. Igualmente, supondrá el derecho a que le sea otorgada la oportuna autorización, en los términos que en la declaración de utilidad pública se determinen, para el establecimiento, paso u ocupación de la instalación eléctrica sobre terrenos de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, o de las Comunidades Autónomas, o de uso público, propios o comunales de la provincia o municipio, obras y servicios de los mismos y zonas de servidumbre pública.

Artículo 57. *Servidumbre de paso.*

1. La servidumbre de paso de energía eléctrica tendrá la consideración de servidumbre legal, gravará los bienes ajenos en la forma y con el alcance que se determinan en la presente ley y se regirá por lo dispuesto en la misma, en sus disposiciones de desarrollo y en la legislación mencionada en el artículo anterior, así como en la legislación especial aplicable.

2. La servidumbre de paso aéreo comprende, además del vuelo sobre el predio sirviente, el establecimiento de postes, torres o apoyos fijos para la sustentación de

cve: BOE-A-2013-13645

cables conductores de energía, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan.

3. La servidumbre de paso subterráneo comprende la ocupación del subsuelo por los cables conductores, a la profundidad y con las demás características que señale la legislación urbanística aplicable, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan.

4. Una y otra forma de servidumbre comprenderán igualmente el derecho de paso o acceso y la ocupación temporal de terrenos u otros bienes necesarios para construcción, vigilancia, conservación, reparación de las correspondientes instalaciones, así como la tala de arbolado, si fuera necesario.

Artículo 58. *Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso.*

No podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión:

a) Sobre edificios, sus patios, corrales, centros escolares, campos deportivos y jardines y huertos, también cerrados, anejos a viviendas que ya existan al tiempo de decretarse la servidumbre, siempre que la extensión de los huertos y jardines sea inferior a media hectárea.

b) Sobre cualquier género de propiedades particulares, si la línea puede técnicamente instalarse, sin variación de trazado superior a la que reglamentariamente se determine, sobre terrenos de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, Comunidades Autónomas, de las provincias o los municipios, o siguiendo linderos de fincas de propiedad privada.

Artículo 59. *Relaciones civiles.*

1. La servidumbre de paso de energía eléctrica no impide al dueño del predio sirviente cercarlo o edificar sobre él dejando a salvo dicha servidumbre, siempre que sea autorizado por la Administración Pública competente, que tomará en especial consideración la normativa vigente en materia de seguridad.

Podrá asimismo el dueño solicitar el cambio de trazado de la línea, si no existen dificultades técnicas, corriendo a su costa los gastos de la variación.

2. La variación de la ubicación o trazado de una instalación de transporte o distribución de energía eléctrica como consecuencia de proyectos o planes aprobados por la Administración comportará el pago del coste de dicha variación por parte de la Administración competente sobre dicho proyecto o plan.

Artículo 60. *Derecho supletorio.*

En lo relativo a la regulación contenida en los artículos 54 a 56 de este título será de aplicación supletoria lo dispuesto en la legislación sobre expropiación forzosa y en las materias previstas en los artículos 57 y siguientes será de aplicación supletoria lo dispuesto lo dispuesto en el Código Civil.

## TÍTULO X

## Régimen de inspecciones, infracciones y sanciones

### CAPÍTULO I

### Inspecciones

Artículo 61. *Facultades de inspección.*

1. Los funcionarios públicos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, debidamente autorizados por el Director General correspondiente, tendrán la condición

cve: BOE-A-2013-13645

de agentes de la autoridad y podrán realizar cuantas inspecciones sean necesarias para la debida aplicación de esta ley. No obstante, podrá encomendarse a empleados públicos destinados en dicho órgano la realización de tareas o actividades auxiliares o de apoyo administrativo a las anteriores.

Asimismo, podrán solicitar, a través de la autoridad gubernativa correspondiente, el apoyo necesario de los Cuerpos y Fuerzas de Seguridad del Estado.

2. El personal habilitado a tal fin tendrá las siguientes facultades de inspección:

a) Acceder a cualquier local, instalación, terreno y medio de transporte de las empresas, asociaciones de empresas y personas físicas que desempeñen alguna actividad de las previstas en esta ley, así como al domicilio particular de los empresarios, administradores y otros miembros del personal de las empresas. Asimismo podrán controlar los elementos afectos a los servicios o actividades que los sujetos o quienes realicen las actividades a las que se refiere esta ley, de las redes que instalen o exploten y de cuantos documentos están obligados a poseer o conservar.

b) Verificar los libros, registros y otros documentos relativos a la actividad de que se trate, cualquiera que sea su soporte material, incluidos los programas informáticos y los archivos magnéticos, ópticos o de cualquier otra clase.

c) Hacer u obtener copias o extractos, en cualquier formato, de dichos libros o documentos.

d) Retener por un plazo máximo de 10 días los libros o documentos mencionados en el párrafo b).

e) Precintar todos los locales, libros o documentos y demás bienes de la empresa, asociación de empresas o personas físicas que desempeñen alguna actividad de las previstas en esta ley, durante el tiempo y en la medida en que sea necesario para la inspección.

f) Solicitar a cualquier persona física que desempeñe alguna actividad de las previstas en esta ley, representante o miembro del personal de la empresa o de la asociación de empresas, explicaciones sobre hechos o documentos relacionados con el objeto y la finalidad de la inspección y guardar constancia de sus respuestas.

El ejercicio de las facultades descritas en los párrafos a) y e) requerirá el previo consentimiento expreso del afectado o, en su defecto, la correspondiente autorización judicial.

3. Las actuaciones de comprobación o investigación llevadas a cabo por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el ámbito de sus competencias podrán desarrollarse:

a) En cualquier despacho, oficina o dependencia de la persona o entidad inspeccionada o de quien las represente.

b) En los propios locales del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Cuando las actuaciones de comprobación o investigación se desarrollen en los lugares señalados en el párrafo a) anterior, se observará la jornada laboral de los mismos, sin perjuicio de que pueda actuarse de común acuerdo en otras horas o días.

4. Si la empresa, asociación de empresas o persona física se opusieran a una inspección o existiese el riesgo de tal oposición, el órgano competente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo deberá solicitar la correspondiente autorización judicial, cuando la misma implique restricción de derechos fundamentales, al Juzgado de lo Contencioso-administrativo. Las autoridades públicas prestarán la protección y el auxilio necesario al personal del Ministerio de Industria, Energía y Turismo para el ejercicio de las funciones de inspección.

5. El personal funcionario encargado de la inspección levantará acta de sus actuaciones. Los hechos constatados por los funcionarios públicos a los que se reconoce la condición de autoridad, y que se formalicen en documento público observando los requisitos legales pertinentes, tendrán valor probatorio sin perjuicio de las pruebas que en defensa de los respectivos derechos o intereses puedan señalar o aportar los propios administrados.

cve: BOE-A-2013-13645

6. Los datos e informaciones obtenidos sólo podrán ser utilizados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo para las finalidades previstas en esta ley.

7. La aplicación del régimen sancionador corresponderá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, o a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de conformidad con lo establecido en el artículo 73 de esta ley.

Artículo 62. *Plazo de inspección.*

Las actuaciones de inspección deberán concluir en el plazo de doce meses contado desde la fecha de notificación de su inicio al interesado. Se entenderá que las actuaciones finalizan en la fecha en que se notifique el acta en que se documente su conclusión y resultado. Reglamentariamente podrán determinarse los supuestos de suspensión del indicado plazo.

## CAPÍTULO II

## Infracciones y sanciones

Artículo 63. *Concepto y clases de infracciones.*

1. Constituyen infracciones administrativas las acciones y omisiones tipificadas en esta ley.

2. Las infracciones administrativas podrán ser muy graves, graves o leves.

3. Sólo podrán ser sancionadas las personas físicas o jurídicas que resulten responsables de los hechos constitutivos de infracción aún a título de simple inobservancia.

Artículo 64. *Infracciones muy graves.*

Son infracciones muy graves:

1. La realización de actividades incompatibles infringiendo los requisitos de separación jurídica, funcional y de gestión, así como el incumplimiento por los sujetos obligados a ello de los criterios de separación, todo ello de acuerdo con lo establecido en esta ley y en su normativa de desarrollo.

2. El incumplimiento de las obligaciones de contabilidad exigibles de acuerdo con la presente ley. Se entenderá comprendido en dicha infracción el incumplimiento, por parte de los sujetos obligados a ello, de la obligación de llevar cuentas separadas conforme a lo dispuesto en el artículo 20 y en sus normas de desarrollo.

3. La aplicación irregular de precios, cargos, tarifas o peajes de los regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo de la misma, de manera que se produzca una alteración en el precio que sea superior al 15 por ciento y que, al tiempo, exceda de 300.000 euros.

4. El incumplimiento de las obligaciones resultantes del sistema de cargos, precios, tarifas, tarifas de último recurso y peajes, o de los criterios de recaudación, cuando suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico. En particular se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta de abono del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución, así como de los precios o cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, por parte del comercializador en los términos del apartado d) del artículo 46.1 de esta ley. En todo caso se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta o retraso en el pago de las cantidades a que dé lugar el procedimiento de las liquidaciones de los artículos 18 y 19 de esta ley y su normativa de desarrollo, y la declaración indebida de ingresos y costes, todo ello cuando suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico.

5. La falta de comunicación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo o el incumplimiento de las condiciones u obligaciones establecidas, en el supuesto de la toma de participaciones en sociedades, en los términos previstos en la disposición adicional

cve: BOE-A-2013-13645

novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

6. El incumplimiento de las restricciones impuestas en el artículo 34.1 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

7. El incumplimiento de las limitaciones que se establezcan en cuanto a la participación en el accionariado de Red Eléctrica de España, S.A. o del Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español, así como la falta de comunicación definida en el artículo 31.2 de cualquier circunstancia que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos establecidos para la sociedad certificada como Gestor de la red de transporte.

8. El incumplimiento de resoluciones jurídicamente vinculantes o de requerimientos impartidos por la Administración competente, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o por el operador del sistema en el ámbito de sus funciones, cuando de ello resulte un perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.

9. El incumplimiento reiterado de las obligaciones de información establecidas en el apartado 6 del artículo 65.

10. La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, siempre que esto suponga un impacto en los costes del sistema que exceda del 5 por ciento de la retribución regulada anual del sujeto.

11. La resistencia, obstrucción, excusa o negativa a las actuaciones inspectoras que hayan sido acordadas en cada caso por la Administración Pública competente, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

12. Las acciones u omisiones que supongan incumplimiento de las medidas establecidas en aplicación de lo previsto en el artículo 7 por quienes realizan alguna de las actividades en ella reguladas.

13. El incumplimiento por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de las obligaciones de preservar y gestionar el acceso a la información que tenga carácter de confidencial.

14. El incumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa de aplicación para tener derecho a la percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, a menos que expresamente se hubiera tipificado como grave.

15. La realización de actividades incluidas en el ámbito de aplicación de la presente ley o la construcción, puesta en funcionamiento, modificación, transmisión, cierre temporal o cierre definitivo de instalaciones afectas a las mismas, sin la necesaria concesión, autorización administrativa, declaración responsable, comunicación o inscripción en el registro correspondiente cuando proceda, así como el incumplimiento del contenido, prescripciones y condiciones de las mismas cuando se ponga en riesgo la garantía de suministro o se genere un peligro o daño grave para las personas, los bienes o el medio ambiente.

16. El incumplimiento, por parte del titular de las instalaciones, de su obligación de mantenerlas en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo, en su caso, las instrucciones impartidas por la Administración Pública competente, por el operador del sistema y por el gestor de la red de transporte o por los gestores de las redes de distribución, o encargados de la lectura según corresponda, en virtud de lo establecido en la normativa de aplicación, cuando dicho incumplimiento ponga en riesgo la garantía de suministro o se genere un peligro o daño grave para las personas, los bienes o el medio ambiente.

17. La utilización de instrumentos, aparatos o elementos que pongan en riesgo la seguridad sin cumplir las normas y las obligaciones técnicas que deban reunir los aparatos e instalaciones afectos a las actividades objeto de la presente ley cuando comporten peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente.

18. El incumplimiento por parte de los responsables del punto de medida de la obligación de disponer de los equipos de medida y control y demás dispositivos que

cve: BOE-A-2013-13645

reglamentariamente se hayan establecido, de forma que se impida o altere la correcta medición y facturación, o cuando dicho incumplimiento comporte peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente; así como la negativa u obstrucción al acceso de los encargados de la lectura, verificadores u organismos autorizados por la administración competente para la realización de la lectura, o verificación de los equipos.

19. El incumplimiento por parte de los obligados a ello de la normativa vigente relativa a la instalación de los equipos de medida, concentradores y demás dispositivos de tratamiento de la información y comunicación necesarios para el correcto funcionamiento del sistema de medidas, así como el incumplimiento de los criterios de seguridad y de privacidad que se establezcan reglamentariamente.

20. El incumplimiento reiterado por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de la realización de los procesos de alta o modificación de fronteras, lectura y tratamiento de las medidas e intercambios de la información, así como de la remisión de la información o, en su caso, su puesta a disposición a los destinatarios a los que están obligados a remitírsela en los términos, en el plazo y forma establecidos reglamentariamente.

21. La inexactitud o falseamiento de la información relativa a la medida remitida por parte de los obligados a ello por la normativa vigente, cuando de ello se derive un incremento significativo de los costes del sistema o una minoración significativa de los ingresos del mismo.

22. El incumplimiento continuado, por parte de los obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de su obligación de gestionar las verificaciones de los equipos de medida.

23. Cualquier manipulación de los equipos de medida o de las instalaciones o la no disposición de los dispositivos necesarios, tendentes a alterar la medición de las cantidades suministradas o consumidas o de cualquiera de los conceptos que sirven de base para la facturación de la energía suministrada o consumida.

24. El incumplimiento por parte del Operador del Mercado de las funciones a que se refieren los párrafos e) y f) del artículo 29.2, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo, cuando de este hecho se derive perjuicio para el sistema o los demás sujetos.

25. El incumplimiento por parte del Operador del Sistema de las funciones a que se refieren los párrafos k), l), r) y u) del artículo 30.2, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo, cuando de este hecho se derive perjuicio para el sistema o los demás sujetos.

26. La denegación o alteración injustificadas del permiso de conexión a un punto de la red. Se considerará que la denegación es injustificada cuando no obedezca a lo previsto en la presente ley y en las normas de desarrollo aprobadas por el Gobierno.

27. La denegación o alteración injustificadas del permiso de acceso a un punto de la red. Se considerará que la denegación es injustificada cuando no obedezca a lo previsto en la presente ley y en las normas de desarrollo aprobadas por el Gobierno.

28. El establecimiento de otros mecanismos diferentes de los previstos en el artículo 33 para el otorgamiento de los permisos de conexión y acceso o para la priorización en el otorgamiento de los mismos.

29. El otorgamiento de permisos de acceso o de permisos de conexión cuando no se disponga de la capacidad necesaria de acuerdo con las condiciones y criterios establecidos reglamentariamente por el Gobierno.

30. El incumplimiento reiterado de los índices objetivos de calidad del servicio y la no elaboración de las actuaciones que impulsen la mejora de la calidad del servicio establecidas en el artículo 51.

31. La interrupción o suspensión del suministro sin que medien los requisitos legal o reglamentariamente establecidos o fuera de los supuestos previstos legal o reglamentariamente.

cve: BOE-A-2013-13645

32. La negativa a suministrar energía eléctrica a nuevos usuarios, sin que existan razones que lo justifiquen de acuerdo con lo previsto en la presente ley y su normativa de desarrollo.

33. El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras o transportistas de su obligación de realizar las acometidas y la conexión de nuevos suministros o ampliación de los existentes que se les planteen en las zonas en que operan, cuando así resulte exigible de conformidad con la normativa de aplicación.

34. El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras de la función que les asigna el párrafo l) del artículo 40.2, en los términos previstos en la presente ley y su normativa de desarrollo, cuando de este hecho se derive un perjuicio económico para los sujetos afectados.

35. El incumplimiento por parte de los distribuidores, de los comercializadores o de los gestores de cargas de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica establecidos en la presente ley y su normativa de desarrollo.

36. La no formalización de los contratos de suministro y acceso a redes por parte de los sujetos obligados a ello de acuerdo a la normativa en vigor.

37. La reducción, sin autorización, de la capacidad de producción o de suministro de energía eléctrica, incluyendo el incumplimiento reiterado de las obligaciones de disponibilidad por las unidades de producción.

38. Cualquier manipulación tendente a alterar el precio de la energía eléctrica por parte de cualquier sujeto, así como la inexactitud o falsedad de carácter esencial, en cualquier dato, manifestación o documento que suponga una alteración del mercado de producción, o en su caso, despacho de producción.

39. La no presentación de ofertas de compra o venta, de manera reiterada por los sujetos obligados a ello en el mercado de producción.

40. Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al 15 por ciento y que, a la par, exceda de 300.000 euros.

41. Cualquier actuación tendente a la alteración o falseamiento del resultado de las pruebas o inspecciones realizadas sobre las instalaciones de producción.

42. El incumplimiento por parte de los agentes que actúen como representantes de la prohibición de actuar simultáneamente por cuenta propia y por cuenta ajena.

43. En relación con el autoconsumo, el incumplimiento de la obligación de registro así como la aplicación de modalidades o de regímenes económicos no contemplados expresamente en esta ley y su normativa de desarrollo, así como el incumplimiento de alguno de los requisitos técnicos de aplicación a las distintas modalidades de autoconsumo cuando se produjeran perturbaciones que afecten a la calidad de suministro en el ámbito de la red a la que están conectados.

44. El incumplimiento de la prohibición establecida en el artículo 20.8.

45. El incumplimiento por parte de los gestores de la red de distribución de las obligaciones establecidas en el ejercicio de su función, a menos que expresamente se hubiera tipificado como grave.

46. El incumplimiento por parte de los operadores dominantes de las restricciones impuestas en la normativa vigente.

Artículo 65. *Infracciones graves.*

Son infracciones graves:

1. El incumplimiento por parte de los sujetos obligados de conformidad con lo dispuesto en esta ley y en sus normas de desarrollo de su obligación de realizar auditorías externas en los supuestos en que así venga exigido.

2. La aplicación irregular de precios, cargos, tarifas o peajes de los regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo de la misma, de manera que se produzca una alteración en el precio que sea superior al 10 por ciento y que, al tiempo exceda de 30.000 euros. En particular, se considerará infracción grave el incumplimiento

cve: BOE-A-2013-13645

por parte del distribuidor de lo dispuesto en el apartado c) del artículo 44.1 cuando se superen dichas cantidades.

3. El incumplimiento de las obligaciones resultantes de la aplicación del sistema de cargos, precios, tarifas, tarifas de último recurso y peajes, o de los criterios de recaudación, cuando no suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico. En particular se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta de abono del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución, así como de los precios o cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, por parte del comercializador al distribuidor en los términos del párrafo d) del artículo 46.1 de esta ley. En todo caso se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta o retraso en el pago de las cantidades a que dé lugar el procedimiento de liquidaciones a que se hace referencia en los artículos 18 y 19 y su normativa de desarrollo, la declaración indebida de ingresos y costes y las declaraciones efectuadas fuera del plazo establecido, todo ello cuando no suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico.

4. El incumplimiento de resoluciones jurídicamente vinculantes o de requerimientos impartidos por la Administración Pública competente, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o por el operador del sistema en el ámbito de sus funciones, cuando no resulte perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.

5. El incumplimiento de las disposiciones contenidas en los Reglamentos de la Unión Europea que afecten al sector eléctrico, salvo que expresamente estén tipificadas como muy grave.

6. El incumplimiento de cuantas obligaciones de remisión de información se deriven de la aplicación de la normativa vigente o resulten del previo requerimiento por parte de la Administración Pública, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o del Operador del Sistema o del Operador del mercado, en el ámbito de sus funciones. Asimismo, se considerará infracción grave el incumplimiento por parte de los sujetos del sistema de sus obligaciones de información o comunicación a otros sujetos del sistema. También se considerará infracción grave la no remisión de la información en la forma y plazo que resulte exigible. Todo ello cuando no hubiera sido expresamente tipificado como muy grave.

7. La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, que suponga un impacto en los costes del sistema que se encuentre entre el 1 y el 5 por ciento de la retribución regulada anual del sujeto.

8. Los incumplimientos tipificados en los apartados 15, 16 y 17 del artículo 64 cuando no concurran las circunstancias de riesgo de garantía del suministro o peligro o daño grave para las personas, bienes o medio ambiente.

9. El incumplimiento de las medidas de seguridad, aun cuando no supongan peligro manifiesto para los bienes.

10. El incumplimiento por parte de los responsables del punto de medida de la obligación de disponer de los equipos de medida y control y demás dispositivos que reglamentariamente se hayan establecido cuando no se impida la correcta facturación de las energías suministradas o consumidas, o cuando dicho incumplimiento no comporte peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente.

11. El incumplimiento por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de la realización de los procesos de alta o modificación de fronteras, lectura y tratamiento de las medidas e intercambios de la información, así como de la remisión de la información o, en su caso, su puesta a disposición a los destinatarios a los que están obligados a remitírsela en los términos, en el plazo y forma establecidos reglamentariamente.

12. El incumplimiento, por parte de los obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de su obligación de gestionar las verificaciones de los equipos de medida, cuando no hubiera sido tipificado como infracción muy grave.

13. El incumplimiento por parte del Operador del Mercado de las funciones y obligaciones que le corresponden de acuerdo con lo establecido en el artículo 29.2 y su

cve: BOE-A-2013-13645

normativa de desarrollo, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave.

14. El incumplimiento por parte del Operador del Sistema, del transportista, de los distribuidores y de los gestores de la red de distribución de las funciones y obligaciones que les corresponden de acuerdo con lo establecido en la presente ley y su normativa de desarrollo, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave.

15. El incumplimiento por parte del Operador del Sistema de la obligación de remisión de información que resulte necesaria para la determinación de la retribución de otros agentes, o la existencia de errores de carácter esencial en dicha información.

16. La no comunicación de la información necesaria o en su caso, de parámetros no autorizados previamente, al operador del sistema por parte de los sujetos obligados a ello para la correcta gestión del despacho de generación en los sistemas aislados.

17. El incumplimiento por parte de los sujetos obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de los índices de calidad del servicio a que se refiere el artículo 51.2 o de las condiciones de calidad y continuidad del servicio.

18. El incumplimiento reiterado por parte de la empresa suministradora de aplicar los descuentos correspondientes a los consumidores afectados por interrupciones en las condiciones previstas en la normativa de aplicación.

19. El retraso injustificado en el comienzo de la prestación del servicio a nuevos usuarios.

20. Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de energía eléctrica, que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al 10 por ciento y que, a la par, exceda de 30.000 euros.

21. El incumplimiento, por parte de los distribuidores o comercializadores, de las obligaciones de mantener una base de datos de todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, de permitir el acceso a la misma, así como de dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de los datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con los consumidores y comercializadores de energía.

22. El incumplimiento reiterado e injustificado de los plazos y contenidos establecidos para las comunicaciones con cualquiera de los sujetos que deben intervenir en el cambio de suministrador o en la realización de modificaciones de las condiciones de los contratos.

23. El incumplimiento reiterado por parte de los comercializadores de los requisitos establecidos para la formalización de contratos de suministro de energía eléctrica, así como de las condiciones de contratación y de apoderamiento con los clientes.

24. La creación de confusión en la información y en la presentación de la marca e imagen de marca de las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente ley, respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

25. El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad de las obligaciones de mantenimiento y correcto funcionamiento de un servicio de atención a las quejas, reclamaciones, incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, que incluya un servicio de atención telefónica y número de teléfono, ambos gratuitos, así como de la aplicación de cualquiera de las medidas de protección al consumidor de acuerdo con lo establecido en la presente ley y su normativa de desarrollo, en especial las relativas a los consumidores vulnerables.

26. El incumplimiento por parte de los distribuidores, o de los comercializadores o de los gestores de cargas de sus obligaciones y de los requisitos que la normativa en vigor determine para ejercer la actividad, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave o como leve.

27. El incumplimiento de las obligaciones de disponibilidad de unidades de producción en cada período de programación.

cve: BOE-A-2013-13645

28. La no presentación de ofertas de compra o venta por los sujetos obligados a ello en el mercado de producción.

29. El incumplimiento por parte de los agentes que actúen como representantes de las obligaciones establecidas en esta ley y en su normativa de desarrollo, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave.

30. El incumplimiento por parte de los gestores de cargas de las obligaciones reguladas en la presente ley y su normativa de desarrollo en relación con la reventa de energía eléctrica.

31. Cualquier infracción por manipulación de mercado también en fase de tentativa, uso de información privilegiada o falta de difusión de información privilegiada, conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) n.º 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía o en la normativa de desarrollo del mismo.

32. El incumplimiento por parte de los sujetos calificados y participantes de los requisitos establecidos para las subastas reguladas de energía eléctrica previstas en la normativa correspondiente.

33. La manipulación del precio de los servicios de ajuste por parte de un agente del mercado mediante la realización de ofertas a precios excesivos, que resulten dispares de forma no justificada de los precios ofertados por el mismo en otros segmentos del mercado de producción.

34. La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado.

35. En relación con el autoconsumo, el incumplimiento de los requisitos y obligaciones establecidos, cuando no estuviera tipificado como muy grave; así como la aplicación incorrecta de las modalidades y de sus regímenes económicos asociados contemplados en esta ley y su normativa de desarrollo.

36. El incumplimiento por parte de los distribuidores o de los comercializadores de su obligación de poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

Artículo 66. *Infracciones leves.*

Son infracciones leves:

1. El incumplimiento por parte de los sujetos obligados a ello de sus obligaciones en relación con la formalización de los contratos de suministro cuando no tenga consideración de infracción grave o muy grave.

2. El incumplimiento de las obligaciones derivadas de las Reglas del Mercado o de los Procedimientos de Operación, que no tengan la consideración de infracción muy grave o grave de conformidad con los artículos 64 o 65, cuando de dicho incumplimiento no derive perjuicio para el funcionamiento del mercado o del sistema eléctrico.

3. El incumplimiento injustificado de los plazos establecidos para las comunicaciones con los comercializadores y clientes y para llevar a cabo el cambio de suministrador, así como para realizar cualquier modificación de las condiciones de los contratos.

4. El incumplimiento por parte de los comercializadores de los requisitos de contratación y apoderamiento con los clientes.

5. El incumplimiento por parte de los comercializadores y distribuidores de cualquier requisito de información exigible en sus facturas.

6. La aplicación irregular de precios, cargos, tarifas o peajes de los regulados en la presente ley o en las disposiciones de desarrollo de la misma, de manera que se produzca una alteración en el precio, cuando no tenga consideración de infracción grave o muy grave.

7. La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración Pública, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con

cve: BOE-A-2013-13645

retribución regulada, que suponga un impacto en los costes del sistema que no exceda del 1 por ciento de la retribución regulada anual del sujeto.

Artículo 67. *Sanciones.*

1. Las infracciones establecidas en el capítulo I de este título serán sancionadas del modo siguiente:

a) Por la comisión de las infracciones muy graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 6.000.001 euros ni superior a 60.000.000 de euros.
b) Por la comisión de infracciones graves se impondrá al infractor multa por importe no inferior a 600.001 euros ni superior a 6.000.000 euros.
c) Por la comisión de infracciones leves se impondrá al infractor una multa por importe de hasta 600.000 euros.

2. En cualquier caso la cuantía de la sanción no podrá superar el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios del sujeto infractor, o el 10 por ciento del importe neto anual de la cifra de negocios consolidada de la sociedad matriz del grupo al que pertenezca dicha empresa, según los casos.
3. Si, en razón de las circunstancias concurrentes, se apreciara una cualificada disminución de la culpabilidad del infractor o de la antijuridicidad del hecho, o si atendida la situación económica del infractor, en razón de su patrimonio, de sus ingresos, de sus cargas familiares y de las demás circunstancias personales que resulten acreditadas, la sanción resultase manifiestamente desproporcionada, el órgano sancionador podrá determinar la cuantía de la sanción aplicando la escala correspondiente a la clase o clases de infracciones que precedan en gravedad a aquella en que se integra la considerada en el caso de que se trate.
4. En todo caso, la cuantía de la sanción que se imponga, dentro de los límites indicados, se graduará teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.
b) La importancia del daño o deterioro causado.
c) Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro.
d) El grado de participación en la acción u omisión tipificada como infracción y el beneficio obtenido de la misma.
e) La intencionalidad en la comisión de la infracción y la reiteración en la misma.
f) La reincidencia por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma entidad cuando así haya sido declarado por resolución firme en vía administrativa.
g) El impacto en la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
h) Cualquier otra circunstancia que pueda incidir en el mayor o menor grado de reprobabilidad de la infracción.

5. A los efectos de esta ley se considerará que un incumplimiento es reiterado cuando dentro del año inmediatamente anterior a su comisión el sujeto hubiera sido sancionado mediante resolución firme en vía administrativa con arreglo a la misma infracción.

Artículo 68. *Sanciones accesorias.*

1. Las infracciones muy graves podrán ser sancionadas, además de con la multa correspondiente, con una o varias de las siguientes sanciones accesorias en función de las circunstancias concurrentes:

a) Inhabilitación para el ejercicio o desarrollo de actividades en el ámbito del sector eléctrico durante un período no superior a tres años.

cve: BOE-A-2013-13645

b) Suspensión, revocación o no renovación de las autorizaciones durante un período no superior a tres años en su caso.

c) Pérdida de la posibilidad de obtener subvenciones, ayudas públicas o cualquier régimen económico adicional conforme a esta ley y sus normas de desarrollo durante un periodo no superior a tres años.

2. Las infracciones graves además de la multa correspondiente podrán ser sancionadas con una o varias de las siguientes sanciones accesorias en función de las circunstancias concurrentes:

a) Inhabilitación para el ejercicio o desarrollo de actividades en el ámbito del sector eléctrico durante un período no superior a un año.

b) Suspensión o no renovación de las autorizaciones para el ejercicio o desarrollo de actividades en el ámbito del sector eléctrico durante un período no superior a un año.

c) Revocación de las autorizaciones para el ejercicio o desarrollo de actividades en el ámbito del sector eléctrico.

d) Pérdida de la posibilidad de obtener subvenciones, ayudas públicas o cualquier régimen económico adicional conforme a esta ley y sus normas de desarrollo durante un periodo superior a un año.

Artículo 69. *Otras medidas.*

1. Además de imponer las sanciones que en cada caso correspondan, la resolución del procedimiento sancionador declarará la obligación de:

a) Restituir las cosas o reponerlas a su estado natural anterior al inicio de la actuación infractora en el plazo que se fije.

b) Cuando no sea posible la restitución de las cosas o reponerlas a su estado natural, indemnizar los daños irreparables por cuantía igual al valor de los bienes destruidos o el deterioro causado, así como los perjuicios ocasionados, en el plazo que se fije.

c) Reintegrar las cantidades indebidamente percibidas en aquellos casos en que la comisión de la infracción haya supuesto la percepción de una retribución regulada que no debería haberle sido de aplicación.

2. Se exigirá la indemnización por daños y perjuicios cuando no fuera posible la restitución o reposición y en todo caso si se hubieran producido daños y perjuicios a los intereses públicos.

Cuando los daños fueran de imposible o difícil evaluación, para fijar la indemnización se tendrán en cuenta el coste de la restitución y reposición y el valor de los bienes dañados, debiendo aplicarse el que proporcione el mayor valor.

Artículo 70. *Naturaleza de las sanciones e indemnizaciones.*

El importe de las sanciones e indemnizaciones, así como el contenido económico de los demás actos de ejecución forzosa que se establezcan en aplicación de los preceptos de esta Ley y de sus disposiciones de desarrollo, tendrán naturaleza de crédito de Derecho público y podrá ser exigido por el procedimiento administrativo de apremio regulado en el Reglamento General de Recaudación aprobado por Real Decreto 939/2005, de 29 de julio.

Artículo 71. *Concurrencia de responsabilidades.*

1. La responsabilidad administrativa por las infracciones tipificadas en esta ley no excluye las de otro orden a que hubiere lugar.

2. Las sanciones que se impongan a distintos sujetos como consecuencia de una misma infracción tendrán entre sí carácter independiente.

cve: BOE-A-2013-13645

3. No podrán sancionarse los hechos que hayan sido sancionados penal o administrativamente, en los casos en que se aprecie identidad de sujeto, hecho y fundamento.

4. Cuando la infracción pudiera ser constitutiva de delito o falta, iniciado el procedimiento sancionador, se dará traslado del tanto de culpa al Ministerio Fiscal, suspendiéndose la tramitación del mismo hasta tanto se dicte resolución judicial firme que ponga término a la causa o sean devueltas las actuaciones por el Ministerio Fiscal.

5. De no haberse apreciado la existencia de delito o falta, el órgano administrativo competente continuará el expediente sancionador. Los hechos declarados probados en la resolución judicial firme vincularán a dicho órgano.

Artículo 72. *Extinción de la responsabilidad.*

La responsabilidad administrativa derivada de las infracciones reguladas en esta ley se extingue por el pago o cumplimiento de la sanción y de las medidas impuestas en aplicación de lo establecido en el artículo 69, y por prescripción.

Artículo 73. *Competencia para imponer sanciones.*

1. En el ámbito de la Administración General del Estado la competencia para la imposición de las sanciones correspondientes a las infracciones en materia del sector eléctrico corresponderá:

a) Al Consejo de Ministros para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones muy graves que incluyan alguna de las sanciones accesorias previstas en el artículo 68.

b) Al Ministro de Industria, Energía y Turismo para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones muy graves que no incluyan alguna de las sanciones accesorias previstas en el artículo 68.

c) Al Secretario de Estado de Energía para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones graves.

d) Al Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones leves.

2. En el ámbito de las Comunidades Autónomas se estará a lo previsto en su propia normativa.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias, podrá imponer sanciones por la comisión de las infracciones administrativas siguientes:

a) Las tipificadas como muy graves en los párrafos 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 15, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 42, 45, y 46 del artículo 64.

b) Las tipificadas como graves a que se hace referencia en el párrafo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves y, en particular, las tipificadas en los párrafos 1, 4, 5, 6, 13, 14, 15, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 33 y 34 del artículo 65.

c) Las tipificadas como leves en los párrafos 1, 2, 3, 4 y 5 del artículo 66.

4. La Administración General del Estado será competente para imponer sanciones cuando se produzcan infracciones muy graves que comprometan la seguridad de suministro.

Artículo 74. *Prescripción de infracciones y sanciones.*

1. Las infracciones administrativas previstas en la presente ley prescribirán en el plazo de cuatro años, las muy graves, en el de tres años, las graves y en el de dos años las leves.

cve: BOE-A-2013-13645

2. Las sanciones impuestas por la comisión de infracciones muy graves prescribirán a los cuatro años, las impuestas por graves a los tres años y las impuestas por leves lo harán a los dos años.

3. Para el cómputo de los plazos de prescripción de infracciones y sanciones se estará a lo dispuesto en el artículo 132.2 y 3 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

En los supuestos de infracciones continuadas el plazo de prescripción comenzará a contar desde el momento de la finalización de la actividad o del último acto con el que la infracción se consuma. En el caso de que los hechos o actividades constitutivos de infracción fueran desconocidos por carecer de signos externos, dicho plazo se computará desde que éstos se manifiesten.

## CAPÍTULO III

## Procedimiento sancionador

Artículo 75. *Régimen jurídico aplicable.*

El procedimiento para la imposición de las sanciones previstas en esta ley, en el que las fases de instrucción y resolución estarán debidamente separadas, se ajustará a lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y en su normativa reglamentaria de desarrollo, con las particularidades que se establecen en los demás artículos de este capítulo.

Artículo 76. *Iniciación.*

Los procedimientos sancionadores por las infracciones administrativas tipificadas en esta ley se iniciarán de oficio por acuerdo del Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía, o del órgano de la citada Dirección que tenga expresamente atribuida la competencia, bien por propia iniciativa o como consecuencia de orden superior, petición razonada de otros órganos administrativos o por denuncia.

Ello no obstante, en los procedimientos sancionadores por las infracciones administrativas que están dentro del ámbito de actuación y de las funciones que tiene encomendadas la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la instrucción y resolución se realizará por los órganos establecidos en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en el Estatuto orgánico de la citada Comisión.

Artículo 77. *Medidas provisionales.*

1. En cualquier momento del procedimiento sancionador, el Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o el órgano competente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá adoptar, previa audiencia del interesado y mediante resolución motivada cualquiera medida que, atendiendo a las circunstancias del caso, sea necesaria para asegurar la efectividad de la resolución que pudiera recaer en el procedimiento o el buen fin del mismo, así como para evitar el mantenimiento de los efectos de la infracción, si existiesen elementos de juicio suficientes para ello.

A la notificación de estas medidas se acompañará, en su caso, emplazamiento para que se subsane la deficiencia o irregularidad constitutiva de la infracción de que se trate.

2. Asimismo, en los casos de urgencia y cuando pueda existir un riesgo cierto para la seguridad del suministro eléctrico, podrán adoptarse, por el Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o por el órgano competente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con carácter previo a la iniciación del procedimiento sancionador y de oficio o a instancia de parte, las medidas que sean necesarias para garantizar dicha seguridad y suministro, en los términos previstos en el artículo 72.2 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

cve: BOE-A-2013-13645

3. Los gastos originados por las medidas previstas en este artículo se sufragarán a cargo de las personas físicas y entidades responsables de los incumplimientos, deficiencias o irregularidades que las hubieran justificado.

Artículo 78. *Instrucción.*

La instrucción de los procedimientos sancionadores derivados de las infracciones administrativas tipificadas en esta ley así como el archivo, tras su resolución, de las actuaciones realizadas corresponderá al órgano de la Dirección General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o, cuando así proceda, al órgano de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia que tenga atribuida dicha competencia.

Artículo 79. *Plazo para resolver y notificar.*

El plazo para resolver y notificar en los procedimientos sancionadores por las infracciones administrativas tipificadas en esta ley será de dieciocho meses en los expedientes por infracciones muy graves y graves, y de nueve meses cuando se incoen por infracciones leves.

Transcurrido este plazo sin resolución expresa, el Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o, cuando así proceda el órgano de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia que tenga atribuida dicha competencia, declarará la caducidad del procedimiento y ordenará el archivo de las actuaciones, con los efectos previstos en el artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

Artículo 80. *Efectos de la resolución.*

1. La resolución será ejecutiva cuando ponga fin a la vía administrativa.
2. En la resolución se adoptarán, en su caso, las medidas cautelares precisas para garantizar su eficacia en tanto no sea ejecutiva.

Disposición adicional primera. *Multas coercitivas.*

Para asegurar el cumplimiento de las resoluciones o requerimientos de información que dicten, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo o la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia podrán imponer multas coercitivas por importe diario de 100 hasta 10.000 euros, en los términos previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

El importe de las multas se fijará atendiendo a los siguientes criterios:

a) El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.
b) La importancia del daño o deterioro causado.
c) Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro.
d) Los perjuicios económicos causados.

Las multas coercitivas serán independientes de las sanciones que puedan imponerse y compatibles con ellas.

El importe de las multas coercitivas previstas en esta disposición se ingresará en el Tesoro Público.

Disposición adicional segunda. *Ocupación del dominio público marítimo terrestre para líneas aéreas de alta tensión.*

A los efectos a los que se refiere en el artículo 32 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, excepcionalmente y por razones de utilidad pública debidamente acreditadas, el Consejo de Ministros, a propuesta conjunta de los Ministerios de Fomento, de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente y de Industria, Energía y Turismo, tomando en consideración

cve: BOE-A-2013-13645

los valores medioambientales y paisajísticos, podrá autorizar el tendido aéreo de líneas eléctricas de alta tensión en el dominio público marítimo-terrestre, siempre que no se localicen en tramos de costa que constituyan playa u otros ámbitos de especial protección.

Disposición adicional tercera. *Efectos desestimatorios de la falta de notificación de resolución expresa.*

Las solicitudes de resoluciones administrativas que deban dictarse conforme a lo dispuesto en la presente ley y a la legislación específica en materia nuclear se podrán entender desestimadas si no se notifica resolución expresa en el plazo que al efecto se establezca en sus disposiciones de desarrollo.

Disposición adicional cuarta. *Servidumbres de paso.*

La servidumbre de paso de energía eléctrica, tanto aéreo como subterráneo, a que se refiere el artículo 57, constituida a favor de la red de transporte, distribución y suministro, incluye aquellas líneas y equipos de telecomunicación que por ellas puedan transcurrir, tanto si lo son para el servicio de autoprestación de la explotación eléctrica, como para la prestación de servicios de comunicaciones electrónicas disponibles al público y, sin perjuicio del justiprecio que, en su caso, pudiera corresponder, de agravarse esta servidumbre.

Igualmente, las autorizaciones existentes a las que se refiere el artículo 56.2 incluyen aquellas líneas y equipos de telecomunicación que por ellas puedan transcurrir, con el mismo alcance objetivo y autonomía que resultan del párrafo anterior.

Disposición adicional quinta. *Capacidad jurídica de los sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad.*

Se reconoce a los sujetos del sector eléctrico portugués capacidad para actuar en los mercados de energía eléctrica previstos en el Convenio Internacional relativo a la constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, siempre que se encuentren comprendidos dentro de su artículo 3, y de acuerdo con la normativa vigente en España.

Disposición adicional sexta. *Financiación de los desajustes del sistema eléctrico.*

1. La obligación de financiación de los desajustes y desviaciones producidos por déficit de ingresos y los límites establecidos en el artículo 19 serán de aplicación a las liquidaciones que corresponda realizar a partir del ejercicio 2014 y para la deuda acumulada desde 1 de enero de 2014.

2. Los titulares de derechos de cobro correspondientes a déficit o desajustes de las liquidaciones de las de actividades con retribución regulada que se hubieran producido hasta el ejercicio 2013 incluido, no se verán afectados por esta obligación de financiación en lo que se refiere a las cantidades concretas correspondientes a dichos derechos.

3. Los derechos de cobro correspondientes a déficit de ingresos del sistema de liquidaciones generados desde 1 de enero de 2013 no podrán cederse por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

Disposición adicional séptima. *Prescripción de los derechos y obligaciones del sistema eléctrico.*

1. Prescribirán a los quince años:

a) El derecho a reconocer o liquidar créditos a favor del sistema eléctrico.

b) El derecho al cobro de los créditos reconocidos o liquidados, a contar desde la notificación del acto que los declare con carácter definitivo.

cve: BOE-A-2013-13645

c) El derecho al reconocimiento o liquidación por el sistema de las obligaciones con cargo al mismo.

d) El derecho a exigir el pago de las obligaciones ya reconocidas o liquidadas, a contar desde la notificación del acto que las declare con carácter definitivo.

e) El derecho a la modificación o revocación de la retribución regulada que perciban los sujetos definidos en el artículo 6 de esta ley, contado desde que se produzca la actuación que pueda determinar aquélla.

2. La prescripción de los derechos y obligaciones del sistema eléctrico se interrumpirá conforme a lo establecido en las disposiciones del Código Civil y se aplicará de oficio.

3. No obstante lo anterior, el Gobierno podrá regular los términos del cómputo y los supuestos de interrupción de los citados plazos.

Disposición adicional octava. *Informes del mercado de producción energía eléctrica. Mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo.*

1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en virtud de lo dispuesto en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, podrá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la realización de análisis relacionados con el mercado de producción y el suministro de energía eléctrica, cuando concurran razones de interés general o bien se aprecien indicios de falta de competencia efectiva.

2. Se habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a realizar propuesta al Gobierno para que establezca por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo que se especifiquen en la emisión, u otras formas que permitan incrementar la competencia en el sistema eléctrico y liquidez de sus mercados.

Disposición adicional novena. *Legislación especial en materia de energía nuclear.*

Las instalaciones de producción de energía eléctrica a las que sea de aplicación la legislación especial en materia de energía nuclear se regirán por la misma además de por lo dispuesto en la presente ley.

Disposición adicional décima. *Primer periodo regulatorio.*

1. A los efectos previstos en el apartado 4 del artículo 14 de esta ley, y con independencia de la fecha de inicio en cada una de las actividades, el primer periodo regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019. A partir del 1 de enero de 2020 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva.

2. Para las actividades de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico, el primer periodo regulatorio se iniciará en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

En este periodo, el valor sobre el que girará la rentabilidad de los proyectos tipo de referencia para los procedimientos de concurrencia competitiva previstos en el artículo 14.7, antes de impuestos, será el rendimiento medio en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementado en 300 puntos básicos.

3. Para las actividades de transporte y distribución el primer período regulatorio se iniciará desde que resulten de aplicación los reales decretos señalados en los artículos 5 y 6 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, que desarrollan la metodología de retribución de las actividades de transporte y distribución respectivamente.

Sin perjuicio de lo previsto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, para el cálculo de la retribución a percibir en el segundo periodo de 2013 y para el cálculo de la retribución a percibir a partir del 1 de enero del año 2014 y años sucesivos en que fueran

cve: BOE-A-2013-13645

de aplicación los artículos 4.2 y 5.2 de dicho real decreto-ley, la tasa de retribución del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de distribución y transporte de energía eléctrica para el primer periodo regulatorio, será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos.

4. Para las actividades de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares el primer período regulatorio se iniciará desde que resulte de aplicación el real decreto que desarrolle la revisión de su marco retributivo.

El régimen retributivo que se establezca se ajustará a lo previsto en el artículo 7 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, en el artículo 37 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, en la presente ley y en la Ley para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

En este primer periodo regulatorio, la tasa de retribución para el cálculo de la retribución financiera de la inversión de cada grupo con régimen retributivo adicional será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos.

Todo lo anterior debe de entenderse sin perjuicio de la aplicación desde el 1 de enero de 2012 de las disposiciones que correspondan en aplicación de lo previsto en el artículo 7 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo y en el artículo 37 del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio.

Disposición adicional undécima. *Referencias al régimen retributivo específico.*

Para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, las alusiones al régimen retributivo específico realizadas en el apartado e) del artículo 14.7 se entenderán realizadas a cualquiera de los regímenes económicos primados que hubieran existido con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley.

Disposición adicional duodécima. *Consumidores autorizados a verter energía a la red.*

1. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá autorizar, en los términos que se establezcan reglamentariamente y con carácter excepcional, a determinados consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que debido a la implantación de un sistema de ahorro y eficiencia energética dispongan en determinados momentos de energía eléctrica recuperada que no pueda ser consumida en su propia instalación, a verter energía a la red.

2. Estos consumidores deberán hacer frente, por la energía vertida, al mismo régimen económico que resulte de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 9.3.

Disposición adicional decimotercera. *Mecanismos de cooperación internacional para el cumplimiento de los compromisos derivados de la directiva de energías renovables.*

1. La Administración General del Estado habilitará el marco que permita la puesta en marcha de los mecanismos de cooperación previstos en la normativa comunitaria para el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

La aplicación de estos mecanismos garantizará en todo momento la seguridad del sistema eléctrico y no podrá suponer en ningún caso una disminución o pérdida de la energía de origen renovable producida en España.

2. La puesta en marcha de los correspondientes proyectos o actuaciones singulares estará supeditada a su aprobación por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo que, a tal fin, tendrá en cuenta la afección a las estructuras de transporte de energía y la planificación energética en su conjunto.

cve: BOE-A-2013-13645

Disposición adicional decimocuarta. *Tecnologías de producción que no hubieran alcanzado los objetivos.*

1. Podrá establecerse reglamentariamente un régimen retributivo ajustado a lo previsto en el artículo 14.7 a instalaciones de las tecnologías para las que los objetivos de potencia previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, no hubieran sido alcanzados.

Este régimen se otorgará a un máximo de 120 MW.

2. Para poder ser adjudicatario de este régimen, las instalaciones deberán no haber sido inscritas en el Registro de preasignación de retribución y encontrarse en una de las siguientes situaciones:

a) Que hubieran presentado solicitud de inscripción en el registro de preasignación de retribución, al amparo de lo previsto en el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, que dicha solicitud hubiera tenido entrada en el Registro administrativo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y que cumplieran los requisitos del artículo 4.3 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, todo ello antes de la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012.

b) Que dispongan de acta de puesta en servicio, con carácter definitivo, para la totalidad de la potencia en los treinta días naturales posteriores al de entrada en vigor de la presente ley.

3. El régimen retributivo específico de aplicación y el procedimiento de asignación del mismo se establecerán reglamentariamente, no siéndoles de aplicación la obligación de otorgamiento del régimen retributivo mediante un procedimiento de concurrencia competitiva prevista en los apartados a) y c) del artículo 14.7.

4. A los efectos de asignación del régimen retributivo específico las instalaciones se priorizarán en función de los siguientes criterios hasta alcanzar el cupo previsto:

1.º El cumplimiento del apartado 2.a) anterior.

2.º El cumplimiento del apartado 2.a), salvo los requisitos del artículo 4.3 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y el cumplimiento del apartado 2.b).

3.º El cumplimiento del apartado 2.b) anterior.

5. En caso de superarse el cupo previsto se establecerá, dentro de cada uno de los criterios del apartado 4, una priorización según la fecha de autorización administrativa, en el primer caso, y de acta de puesta en servicio para el segundo y tercer caso.

Disposición adicional decimoquinta. *Financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.*

Desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares de acuerdo a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. A estos efectos, la Ley de Presupuestos Generales del Estado correspondiente a cada año incorporará un crédito presupuestario destinado a cubrir la estimación provisional de los extracostes a financiar del ejercicio así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores.

Las compensaciones presupuestarias no tendrán la consideración de costes del sistema eléctrico. Reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determinará un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación, tanto provisional como definitiva, de las mismas.

cve: BOE-A-2013-13645

En todo caso el sistema de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de la liquidación actuará como mecanismo de financiación subsidiario, teniendo, sólo a estos efectos, la naturaleza de costes del sistema eléctrico.

Disposición adicional decimosexta. *Modificación de la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.*

La disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, queda redactada como sigue:

«Disposición adicional quinta. *Aportaciones para la financiación del Sector Eléctrico.*

1. En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de los siguientes:

a) La estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
b) El 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

2. El 10 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 50 millones de euros, se afecta a la política de lucha contra el cambio climático.
3. Dichas aportaciones se realizarán mediante libramientos mensuales por un importe máximo de la cifra de recaudación efectiva por dichos tributos, cánones e ingresos por subasta de derechos de emisión, en el mes inmediato anterior, según certificación de los órganos competentes del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas y siempre que no se supere la cifra indicada en el caso de los derechos de emisión.
La aportación que haya de realizarse en función de la recaudación del mes de diciembre se efectuará con cargo al presupuesto del ejercicio siguiente.
4. Los fondos destinados a la política de lucha contra el cambio climático solo podrán disponerse, igualmente, en la medida que se hayan producido previamente los ingresos derivados de las subastas de derechos de emisión y con los límites indicados en el apartado 2.»

Disposición adicional decimoséptima. *Modificación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.*

La disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, queda redactada como sigue:

«Disposición adicional segunda. *Costes del sistema eléctrico.*

En las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico, un importe equivalente a la suma de los siguientes:

a) La estimación de la recaudación anual derivada de los tributos y cánones incluidos en la presente Ley.
b) El ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros.»

cve: BOE-A-2013-13645

Disposición adicional decimoctava. *Déficit para el año 2013.*

Para el año 2013 se reconoce la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año.

Este déficit generará derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por los ingresos del sistema previstos en las letras a), b), c), y e) del apartado 2 del artículo 13 de esta ley, de los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Para la financiación de dichos déficit, los derechos de cobro correspondientes se podrán ceder de acuerdo al procedimiento que se determine reglamentariamente por el Gobierno.

Disposición adicional decimonovena. *Instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, ubicadas en los sistemas eléctricos no peninsulares.*

Las instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, ubicadas en los sistemas eléctricos no peninsulares que a la fecha de entrada en vigor de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares dispusieran de autorización administrativa, quedarán exceptuadas de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 2 de la citada ley.

Disposición adicional vigésima. *Plan Renove instalaciones de cogeneración y residuos.*

En el marco normativo que determine el sistema de obligaciones de eficiencia energética derivado de la aplicación de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, y con la finalidad de contribuir al objetivo nacional de eficiencia energética del artículo 3.1, se desarrollarán programas de renovación de instalaciones de cogeneración y residuos.

Disposición transitoria primera. *Aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

1. En tanto no se dicten las normas de desarrollo de la presente ley que sean necesarias para la aplicación de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica.

2. Las referencias realizadas en la normativa a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se entenderán realizadas a los conceptos equivalentes regulados en la presente ley. En particular:

a) Las referencias existentes en la normativa sectorial a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, se entenderán realizadas a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

b) Las referencias existentes en la normativa del sector eléctrico a costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento se entenderán hechas a costes del sistema.

3. No obstante lo anterior, las referencias que en la normativa sectorial se hacen al régimen ordinario y al régimen especial se entenderán realizadas a la definición de dichos regímenes vigente con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley.

cve: BOE-A-2013-13645

Disposición transitoria segunda. *Expedientes de instalaciones eléctricas en tramitación.*

1. Los procedimientos de autorización de instalaciones eléctricas iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de la presente ley se tramitarán hasta su resolución conforme a la legislación anterior.

2. Los procedimientos referidos en el apartado precedente seguirán siendo tramitados hasta su resolución por la Administración u organismo regulador que fuese competente con arreglo a la legislación anterior, al que corresponderá igualmente la resolución de los recursos que, en su caso, pudieran interponerse.

Disposición transitoria tercera. *Oficina de cambios de suministrador.*

La oficina de cambios de suministrador seguirá desempeñando hasta el 30 de junio de 2014 las funciones que tenía atribuidas conforme a lo dispuesto en el artículo 47 bis de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en el artículo 83 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y en su normativa de desarrollo.

A partir de esta fecha, dichas funciones serán desempeñadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que tendrá acceso a las Bases de Datos de Consumidores y Puntos de Suministro de gas y de electricidad.

Disposición transitoria cuarta. *Separación jurídica de actividades.*

Las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes que a la entrada en vigor de la presente ley no cumplieran con lo dispuesto en el artículo 12 que le sea de aplicación dispondrán de un periodo de tres años desde la entrada en vigor de la presente ley para el cumplimiento de dichos requisitos.

Disposición transitoria quinta. *Particularidades de determinadas obligaciones de ingreso correspondientes a liquidaciones del régimen retributivo específico.*

1. Aquellas obligaciones de ingreso correspondientes a las liquidaciones a cuenta realizadas al amparo del apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, así como aquellas otras liquidaciones que se deriven de modificaciones o cancelaciones de inscripciones en el registro de régimen retributivo específico realizadas al amparo del segundo párrafo de la disposición transitoria sexta de esta ley, presentarán las siguientes particularidades:

a) En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso por parte de los representantes indirectos de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones de conformidad con el artículo 18 de esta ley, esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto representado, aunque correspondan a distintas liquidaciones y aun cuando en el momento de llevar a cabo dicha compensación tuviera otro representante. No procederá la compensación en aquellos casos en que el sujeto representado hubiera pagado al representante la cuantía correspondiente a la obligación de ingreso.

En todo caso, la compensación del derecho de cobro dejará a salvo las cantidades que corresponda percibir al representante en concepto de representación del sujeto.

b) En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso por parte de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto, aunque estas correspondan a distintas liquidaciones.

2. En aquellos casos en que el incumplimiento de la obligación de ingreso que corresponda a un sujeto productor o a su representante indirecto, no hubiera sido satisfecha en su totalidad de acuerdo con lo previsto en el párrafo anterior, podrá ser compensada con las cuantías correspondientes a la participación en el mercado de la energía proveniente de las instalaciones de producción de la titularidad del primero.

cve: BOE-A-2013-13645

3. Reglamentariamente se establecerán los términos y las limitaciones de las compensaciones de las obligaciones de ingreso establecidas en esta disposición.

Disposición transitoria sexta. *Inscripción de las instalaciones en el Registro de régimen retributivo específico.*

No obstante lo establecido en el artículo 27 de esta ley, las instalaciones que a la entrada en vigor de esta ley tengan derecho a la percepción del régimen económico primado, continuarán percibiéndolo con carácter de pago a cuenta, en los términos previstos en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 27 de esta ley, reglamentariamente se establecerá el procedimiento por el cual las instalaciones que a la entrada en vigor de esta ley tengan derecho a la percepción del régimen económico primado quedarán inscritas en el registro de régimen retributivo específico y serán objeto de liquidación del régimen retributivo específico correspondiente. Del mismo modo se establecerá el procedimiento para la revisión y corrección de los datos de inscripción y, en su caso, la cancelación de la inscripción si se acreditase que la instalación no tiene derecho a la percepción de dicho régimen retributivo.

Este procedimiento garantizará, en todo caso, la audiencia al interesado, siendo el plazo máximo para dictar y notificar su resolución de un año.

Disposición transitoria séptima. *Aplicación transitoria de los artículos 38 y 42 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

No obstante lo establecido en la disposición derogatoria única.1.a, lo previsto en los apartados 2 y 3 del artículo 38 y en los apartados 2, 3 y 4 del artículo 42 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se mantendrá vigente hasta que el artículo 33 de esta ley sea de aplicación.

Disposición transitoria octava. *Caducidades de los derechos de acceso y conexión concedidos.*

Los derechos de acceso y conexión a un punto de la red determinado ya concedidos con anterioridad a la entrada en vigor de la presente ley caducarán si concurre alguna de las siguientes circunstancias:

a) No haber obtenido autorización de explotación de la instalación de generación asociada en el mayor de los siguientes plazos:

1.º Cinco años desde la entrada en vigor de la presente ley.
2.º Cinco años desde de la obtención del derecho de acceso y conexión en un punto de la red.

b) Para aquellas instalaciones de generación que habiendo obtenido autorización de explotación, cesen en el vertido de energía a la red durante un periodo superior a tres años por causas imputables al titular distintas al cierre temporal.

Disposición transitoria novena. *Exención de la obligación establecida en el artículo 9.3 de la presente ley hasta el 31 de diciembre de 2019 para las instalaciones de cogeneración y para las instalaciones acogidas a la disposición adicional duodécima del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

1. Las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración que a la entrada en vigor de esta ley se encontraran inscritas con carácter definitivo en el Registro

cve: BOE-A-2013-13645

administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo cumpliendo los requisitos de rendimiento recogidos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y se mantengan en el cumplimiento de los mismos, quedarán exentas de la obligación dispuesta en el artículo 9.3 hasta el 31 de diciembre de 2019.

2. Los consumidores de energía eléctrica, que a la entrada en vigor de esta ley hayan sido objeto de la autorización a que hace referencia la disposición adicional duodécima del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica con anterioridad al 1 de junio de 2013, quedarán exentas de la obligación dispuesta en el apartado 2 de la disposición adicional décimo primera hasta el 31 de diciembre de 2019.

Disposición transitoria décima. *Consumidor vulnerable y bono social.*

1. Hasta que se desarrolle lo previsto en el artículo 45.1 tendrán derecho al bono social los suministros de los consumidores, que siendo personas físicas, tengan una potencia contratada inferior a 3 kW en su vivienda habitual.

También, tendrán derecho los consumidores con 60 o más años de edad que acrediten ser pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación, incapacidad permanente y viudedad y que perciban las cuantías mínimas vigentes en cada momento para dichas clases de pensión con respecto a los titulares con cónyuge a cargo o a los titulares sin cónyuge que viven en una unidad económica unipersonal, así como los beneficiarios de pensiones del extinguido Seguro Obligatorio de Vejez e Invalidez y de pensiones no contributivas de jubilación e invalidez mayores de 60 años.

Asimismo, tendrán derecho los consumidores que acrediten ser familias numerosas y los consumidores que acrediten formar parte de una unidad familiar que tenga todos sus miembros en situación de desempleo.

2. El procedimiento para acreditar las condiciones que dan derecho a la bonificación se regirá por lo dispuesto en la Resolución de 26 de junio de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del bono social.

3. De conformidad con la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, y hasta que se apruebe la orden prevista en el artículo 45.4 de esta ley, el reparto del coste del bono social se realizará de conformidad con la disposición adicional cuarta de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Asimismo, hasta que se fije la tarifa de último recurso prevista en el artículo 45.3 resultará de aplicación lo dispuesto en la disposición adicional quinta de la citada Orden IET/843/2012, de 25 de abril.

Disposición transitoria undécima. *Aplicabilidad del artículo 33.*

Lo dispuesto en el artículo 33 será de aplicación una vez que entre en vigor el real decreto por el que se aprueben los criterios para la concesión de los permisos de acceso y conexión tal como se prevé en dicho artículo.

Disposición transitoria duodécima. *Mecanismo de otorgamiento de régimen retributivo específico para instalaciones renovables en los sistemas eléctricos no peninsulares.*

Con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2014, el Gobierno podrá exceptuar la aplicación del procedimiento de concurrencia competitiva previsto en el artículo 14.7.a) y c) de otorgamiento de régimen retributivo específico para determinadas tecnologías de generación renovable en los sistemas eléctricos no peninsulares, cuando

cve: BOE-A-2013-13645

su introducción suponga una reducción significativa de los costes de generación del sistema eléctrico y siempre que su puesta en servicio se produzca con anterioridad al 31 de diciembre de 2016.

Disposición transitoria decimotercera. *Procedimiento de liquidaciones.*

Hasta el desarrollo reglamentario del procedimiento general de liquidaciones de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 18.2 de la presente ley, resultará de aplicación el procedimiento regulado en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, con las siguientes particularidades:

a) Se estará a lo dispuesto en el artículo 19.3 de la presente ley a efectos de la financiación de posibles desajustes o desviaciones entre ingresos y costes.
b) Con carácter general, en las actividades con retribución regulada que correspondan a una partida de costes del sistema eléctrico, el cobro de dicha retribución se realizará con cargo a las liquidaciones provisionales de cada ejercicio para el que se hayan establecido, aplicándose a todas las actividades igual distribución en el cobro, de acuerdo al artículo 18.2 de la presente ley.

Disposición transitoria decimocuarta. *Aplicación de cargos.*

Hasta el desarrollo de la metodología de cálculo de los cargos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 16 de la presente ley, las cantidades que deberán satisfacer los consumidores para cubrir los costes del sistema serán fijadas por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Disposición transitoria decimoquinta. *Aplicación del régimen de incompatibilidades contenido en el artículo 20.8 de esta Ley.*

Los contratos a los que se refiere el artículo 20.8 que se hayan adjudicado con anterioridad a la entrada en vigor de esta ley, así como sus ampliaciones, revisiones, modificaciones y cualesquiera otras relaciones contractuales que traigan causa o estén previstas en tales contratos y que se adjudiquen con posterioridad a la entrada en vigor de esta ley, se regirán por la normativa vigente en el momento de la celebración de los primeros, no siéndoles de aplicación el régimen de incompatibilidades previsto en dicho artículo 20.8.

Disposición transitoria decimosexta. *Financiación del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares.*

Los extracostes derivados de las actividades de producción de energía eléctrica en el año 2013 cuando se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares de acuerdo a lo dispuesto en la Ley del Sector Eléctrico, serán financiados con cargo al sistema de liquidaciones del sector eléctrico considerándose a estos efectos como coste del sistema eléctrico del ejercicio 2013.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

1. Quedan derogados expresamente:

a) La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, salvo las disposiciones adicionales sexta, séptima, vigésima primera y vigésima tercera, y sin perjuicio de lo previsto en la disposición final tercera de la presente ley.
b) El artículo 24 del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

cve: BOE-A-2013-13645

c) La disposición adicional primera del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

d) La disposición adicional decimoquinta del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

e) Los artículos 3 y 4 del Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

f) Con efectos desde el 19 de octubre de 2013, la Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

g) La disposición adicional cuarta del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

h) El artículo 83 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

2. Asimismo, quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en la presente ley.

Disposición final primera. *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*

Se modifica la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que mantiene su vigencia y queda redactada en los siguientes términos:

«Disposición adicional vigésima primera. *Suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico.*

1. Cuando por la aparición de desajustes temporales durante el año 2013 el fondo acumulado en la cuenta específica a que se refiere el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, abierta en régimen de depósito arrojara un saldo negativo, éste será liquidado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o, en su caso, el órgano liquidador al que corresponda, en las liquidaciones mensuales aplicando los siguientes porcentajes de reparto:

"Iberdrola, S. A.": 35,01 por 100.
"Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.": 6,08 por 100.
"Endesa, S. A.": 44,16 por 100.
"EON España, S. L.": 1,00 por 100.
"GAS Natural S.D.G., S. A.": 13,75 por 100.

Las empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto en las liquidaciones correspondientes a los quince años siguientes al ejercicio en que se hubieran producido. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cargos.

Con anterioridad al 1 de diciembre de 2014, se realizará una liquidación complementaria de la liquidación provisional 14 del ejercicio 2013, incluyendo las cantidades que hasta esa fecha se hayan incorporado provenientes de las correspondientes partidas de ingresos.

cve: BOE-A-2013-13645

El desajuste de ingresos del sistema eléctrico del ejercicio 2013 se determinará a partir de esta liquidación complementaria de dicho ejercicio.

2. Hasta el 1 de enero de 2013, las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso reconocerán de forma expresa los déficit de ingresos que, en su caso, se estime que puedan producirse en las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector eléctrico.

Asimismo, se entenderá que se producen desajustes temporales, si como resultado de las liquidaciones de las actividades reguladas en cada período, resultara un déficit de ingresos superior al previsto en la disposición por la que se aprobaron los peajes de acceso correspondientes. Dicho desajuste temporal se reconocerá de forma expresa en las disposiciones de aprobación de los peajes de acceso del período siguiente.

Cuando por la aparición de desajustes temporales, el fondo acumulado en la cuenta específica a que se refiere el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, abierta en régimen de depósito arrojara un saldo negativo, éste será liquidado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en las liquidaciones mensuales aplicando los siguientes porcentajes de reparto:

"Iberdrola, S. A.": 35,01 por 100.
"Hidroeléctrica del Cantábrico, S. A.": 6,08 por 100.
"Endesa, S. A.": 44,16 por 100.
"EON España, S. L.": 1,00 por 100.
"GAS Natural S.D.G., S. A.": 13,75 por 100.

Estos porcentajes de reparto podrán ser modificados por real decreto, cuando se produzcan desinversiones significativas que afecten a las empresas en la actividad de distribución, cuando se produzcan cambios estructurales sustanciales en la actividad de generación que así lo justifiquen o como consecuencia de inversiones o desinversiones significativas en activos de generación.

Las empresas tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto en las 14 liquidaciones correspondientes al período en que se modifiquen las tarifas de acceso para el reconocimiento de dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes.

3. Si el importe del desajuste temporal definido en los apartados 1 y 2 no fuera conocido en el momento de la aprobación de la disposición por la que se aprueban los peajes de acceso del período siguiente, en dicha disposición se reconocerá de forma expresa, incluyendo los intereses que pudieran devengar, los importes que, en su caso, se estimen vayan a ser financiados.

Se habilita a la Dirección General de Política Energética y Minas para modificar dichos importes por los realmente financiados por cada una de las empresas, cuando se disponga de la información de la liquidación 14 del ejercicio correspondiente. Para el año 2013 se tendrá en cuenta la información de la liquidación complementaria de la liquidación 14 de dicho ejercicio.

La diferencia entre los importes reconocidos con la información de la liquidación 14 y los resultantes de la liquidación definitiva del correspondiente ejercicio, tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema del ejercicio en que se produzca. Para el año 2013 se tendrá en cuenta la información de la liquidación complementaria de la liquidación 14.

4. No obstante, para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, el déficit de ingresos previsto en la disposición por la que se aprobaron los peajes de acceso correspondientes no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 3.000 millones de euros y 1.500 millones de euros, respectivamente.

Asimismo, los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 millones de

cve: BOE-A-2013-13645

euros, y en 2012, en el importe de 4.109.213 miles de euros, tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010 y 2012, respectivamente, que generará derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, considerándose el importe para el año 2012 como definitivo a efectos de la cesión.

5. Los déficit del sistema de liquidaciones eléctrico generarán derechos de cobro consistentes en el derecho a percibir un importe de la facturación mensual por peajes de acceso o cargos de los años sucesivos hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se aprueban los peajes.

Los pagos que realice la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o, en su caso, el órgano encargado de las liquidaciones, necesarios para satisfacer los derechos de cobro tendrán consideración de costes del sistema y se recaudarán a través de los cargos establecidos de acuerdo a lo dispuesto en la presente Ley hasta su satisfacción total.

Para la financiación de dichos déficit, los derechos de cobro correspondientes se podrán ceder a un fondo de titulización que se constituirá a estos efectos y se denominará Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, según lo contemplado en la disposición adicional quinta de la Ley 3/1994, de 14 de abril, por la que se adapta la legislación española en materia de entidades de crédito a la Segunda Directiva de Coordinación Bancaria y se introducen otras modificaciones relativas al sistema financiero, siendo de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 926/1998, de 14 mayo, por el que se regulan los fondos de titulización de activos y las sociedades gestoras de fondos de titulización. La constitución del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico requerirá el informe previo favorable del Ministerio de Economía y Competitividad.

El activo del fondo de titulización estará constituido por:

a) Derechos de cobro generados y no cedidos a terceros por los titulares iniciales del derecho hasta 10.000 millones de euros a fecha de 31 de diciembre de 2008. El precio de cesión de dichos derechos y las condiciones de cesión de los mismos se determinará por real decreto, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

b) Los derechos de cobro a que dé lugar la financiación de los déficit generados desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2012, cuyas características, así como precio y condiciones de cesión, se establecerán por real decreto, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

6. El pasivo del fondo de titulización estará constituido por los instrumentos financieros que se emitan a través de un procedimiento competitivo que se regulará por real decreto, a propuesta conjunta de los titulares de los Ministerios de Industria, Energía y Turismo y de Economía y Competitividad.

7. La sociedad gestora del fondo de titulización será designada por la Comisión, que a estos efectos se cree, dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que la presidirá. Dicha Comisión estará compuesta por representantes del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y del Ministerio de Economía y Competitividad. En atención a la naturaleza de la función asignada a la Comisión, esta podrá contar con el asesoramiento técnico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de la Comisión Nacional del Mercado de Valores por las especiales condiciones de experiencia y conocimientos que concurren en tales organismos.

La designación, por la Comisión, de la sociedad gestora deberá realizarse de acuerdo a los principios de objetividad, transparencia y publicidad, y entre

cve: BOE-A-2013-13645

sociedades gestoras que cuenten con profesionales de reconocida y probada experiencia en la materia.

En su organización y funcionamiento, la Comisión se regirá por lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y reglamentariamente se establecerá su composición en cuanto a número de miembros y rango jerárquico.

La extinción de esta Comisión se producirá automáticamente una vez alcanzado el fin para el que fue creada.

8. Asimismo, para cubrir eventuales desfases de tesorería entre ingresos y pagos del fondo de titulización, por acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se podrá constituir una línea de crédito en condiciones de mercado.

9. Al amparo de lo establecido en el artículo 114 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, se autoriza a la Administración General del Estado, hasta el 31 de diciembre de 2013, a otorgar avales en garantía de las obligaciones económicas exigibles al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, derivadas de las emisiones de instrumentos financieros que realice dicho Fondo con cargo a los derechos de cobro que constituyan el activo del mismo:

Los importes máximos para el otorgamiento de los avales a que se refiere el apartado serán los que determinen las correspondientes leyes de presupuestos generales del Estado.

El otorgamiento de los avales deberá ser acordado por el titular del Ministerio competente para el otorgamiento de los avales en garantía de las obligaciones económicas exigibles al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, de acuerdo con lo establecido en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria y sólo podrá efectuarse una vez constituido el fondo.

De producirse la ejecución del aval frente a la Administración General del Estado, ésta se subrogará, respecto de los importes ejecutados por cualquier concepto, en todos los derechos y acciones que tuvieran reconocidos los acreedores frente al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

En el caso de ejecución de los avales a que se refiere este apartado, se autoriza a la Secretaría General del Tesoro y Política Financiera para que pueda efectuar los pagos correspondientes a la ejecución de los avales mediante operaciones de tesorería con cargo al concepto específico que se fije a tal fin. Con posterioridad a la realización de dichos pagos, la Secretaría General del Tesoro y Política Financiera procederá a la aplicación definitiva al presupuesto de gastos de los pagos realizados en el ejercicio, salvo los efectuados en el mes de diciembre, que se aplicarán al presupuesto de gastos en el primer trimestre del año siguiente.»

Disposición final segunda. *Carácter básico y título competencial.*

1. La presente ley tiene carácter básico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución.

2. Se excluyen de este carácter básico las referencias a los procedimientos administrativos, que serán regulados por la Administración Pública competente, ajustándose en todo caso a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. En todo caso, tiene carácter básico lo dispuesto sobre los efectos de la falta de notificación de resolución expresa en la disposición adicional tercera.

3. Los preceptos del título IX, relativos a expropiación forzosa y servidumbres, son de aplicación general al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.8.ª y 18.ª de la Constitución.

4. Las instalaciones a que se refiere el artículo 149.1.22.ª de la Constitución se regirán por lo dispuesto en esta ley y en sus disposiciones de desarrollo.

cve: BOE-A-2013-13645

Disposición final tercera. *Nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen económico primado.*

1. De acuerdo con lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, el Gobierno, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, aprobará un real decreto de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del citado real decreto-ley.

2. Tal y como allí se dispone, este nuevo modelo se ajustará a los criterios previstos en el artículo 30 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción que le fue dada por el citado real decreto-ley, y será de aplicación desde la entrada en vigor del mismo.

No obstante lo anterior, el régimen retributivo específico que se establezca para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica adjudicatarias del régimen previsto en la disposición adicional tercera del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, estará compuesto por un único término a la operación cuyo valor será el resultante de la oferta económica para las que resultaran adjudicatarias.

3. En los términos previstos en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, para el establecimiento de ese nuevo régimen retributivo la rentabilidad razonable a lo largo de toda la vida regulatoria de la instalación girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 300 puntos básicos, todo ello, sin perjuicio de su ulterior revisión en los términos legalmente previstos.

4. En ningún caso podrá resultar de dicho nuevo modelo retributivo la reclamación de las retribuciones percibidas por la energía producida con anterioridad al 14 de julio de 2013, incluso si se constatase que en dicha fecha pudiera haberse superado dicha rentabilidad.

5. La revisión de los parámetros de retribución se realizará, en todo caso, con arreglo a lo dispuesto en el artículo 14.4 de esta ley.

Disposición final cuarta. *Habilitación normativa.*

1. Se habilita al Gobierno para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de esta ley.

2. En particular, se autoriza al Gobierno para modificar la indexación de la retribución de las diferentes actividades reguladas del sector eléctrico.

Disposición final quinta. *Modificación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.*

La disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, queda redactada como sigue:

> «2. El organismo encargado de la liquidación abonará, con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados por las instalaciones de régimen especial, y aquellas de régimen ordinario con régimen retributivo primado al amparo de Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en aplicación de lo previsto en los referidos reales decretos.

cve: BOE-A-2013-13645

Los derechos de cobro u obligaciones de pago resultantes de la aplicación de la metodología que se establezca en virtud de lo previsto en la disposición final segunda, a la energía producida desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo, serán liquidados por el organismo encargado de las mismas en las nueve liquidaciones a partir de la fecha que reglamentariamente se establezca, sin perjuicio de lo establecido en el párrafo siguiente.

No obstante lo anterior, reglamentariamente se podrá establecer un límite máximo a las obligaciones de ingreso que se deriven de la aplicación de este apartado. La aplicación del límite anteriormente citado podrá dar lugar a que el ajuste se realice en más de nueve liquidaciones.

Estas cantidades tendrán la consideración de coste o ingreso liquidable del sistema, según proceda, a los efectos previstos en el procedimiento de liquidación de los costes del sistema eléctrico.»

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

La presente ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Por tanto,

Mando a todos los españoles, particulares y autoridades, que guarden y hagan guardar esta ley.

Madrid, 26 de diciembre de 2013.

JUAN CARLOS R.

El Presidente del Gobierno,
MARIANO RAJOY BREY

cve: BOE-A-2013-13645

# ANEXO 8. **LEY DE CONTRATOS PÚBLICOS**

# I. DISPOSICIONES GENERALES

## MINISTERIO DE ECONOMÍA Y HACIENDA

**17887** *Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público.*

La disposición final trigésima segunda de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, autoriza al Gobierno para elaborar, en el plazo de un año a partir de la entrada en vigor de esta Ley, un texto refundido en el que se integren, debidamente regularizados, aclarados y armonizados, la Ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público, y las disposiciones en materia de contratación del sector público contenidas en normas con rango de ley, incluidas las relativas a la captación de financiación privada para la ejecución de contratos públicos. Dicha habilitación tiene su razón de ser en la seguridad jurídica, como puso de manifiesto el Consejo de Estado en su dictamen de 29 de abril de 2010, al recomendar la introducción, en el texto del anteproyecto de modificación de la Ley 30/2007, de 30 de octubre, sometido a dictamen, de una disposición final que habilitara al gobierno para la realización de un texto refundido, con el alcance que se estimara por conveniente. Efectivamente, la sucesión de leyes que han modificado por diversos motivos la Ley 30/2007 unido a la existencia de otras normas en materia de financiación privada para la ejecución de contratos públicos incluidas en otros textos legislativos, pero de indudable relación con los preceptos que regulan los contratos a los que se refieren, aconsejan la elaboración de un texto único en el que se incluyan debidamente aclaradas y armonizadas, todas las disposiciones aplicables a la contratación del sector público.

De acuerdo con la citada habilitación se ha procedido a elaborar el texto refundido, siguiendo los criterios que a continuación se exponen.

En primer lugar, se ha procedido a integrar en un texto único todas las modificaciones introducidas a la Ley 30/2007, de 30 de octubre, a través de diversas Leyes modificatorias de la misma, que han dado una nueva redacción a determinados preceptos o han introducido nuevas disposiciones. Dichas Leyes son las siguientes: el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo; el Real Decreto-ley 8/2010, de 20 de mayo, por el que se adoptan medidas extraordinarias para la reducción del déficit público; la Ley 14/2010, de 5 de julio, de infraestructuras y los servicios de información geográfica en España; la Ley 15/2010, de 5 de julio, de modificación de la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales; la Ley 34/2010, de 5 de agosto, de modificación de las Leyes 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público, 31/2007, de 30 de octubre, sobre procedimientos de contratación en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales, y 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa para adaptación a la normativa comunitaria de las dos primeras; la Ley 35/2010, de 17 de septiembre, de medidas urgentes para la reforma del mercado de trabajo; la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de 4 de marzo, de Economía Sostenible; el Real Decreto-ley 5/2011, de 29 de abril, de medidas para la regularización y control del empleo sumergido y fomento de la rehabilitación de viviendas; la Ley 24/2011, de 1 de agosto, de Contratos del Sector Público en los ámbitos de la Defensa y la Seguridad, y la Ley 26/2011, de 1 de agosto, de adaptación normativa a la Convención internacional sobre los Derechos de las Personas con Discapacidad.

En segundo lugar, siguiendo el mandato del legislador, se ha procedido a integrar en el texto las disposiciones vigentes relativas a la captación de financiación privada para la ejecución de contratos públicos. Por una parte, en materia de contrato de concesión de obras públicas, se han integrado las disposiciones sobre financiación contenidas en el

cve: BOE-A-2011-17887

todavía vigente Capítulo IV del Título V del Libro II, comprensivo de los artículos 253 a 260, ambos inclusive, del Texto Refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio, que por esta disposición se deroga en su totalidad. Por otra, para el contrato de colaboración público-privada se incluyen en el texto las previsiones contenidas en la Ley 2/2011, de 4 de marzo, incluyendo las relativas a la colaboración público-privada bajo fórmulas institucionales.

Como consecuencia de todo ello, se ha procedido a ajustar la numeración de los artículos y, por lo tanto, las remisiones y concordancias entre ellos, circunstancia ésta que se ha aprovechado, al amparo de la delegación legislativa, para ajustar algunos errores padecidos en el texto original. Igualmente, se ha revisado la parte final de la Ley, eliminando disposiciones e incluyendo otras motivadas por el tiempo transcurrido desde la aprobación de la Ley 30/2007 y sus modificaciones.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta del Gobierno de Asuntos Económicos y Ministra de Economía y Hacienda, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 11 de noviembre de 2011,

DISPONGO:

Artículo único. *Aprobación del Texto Refundido de la Ley de Contratos del Sector Público.*

Se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Contratos del Sector Público, cuyo texto se inserta a continuación.

Disposición adicional única. *Remisiones normativas*

Las referencias normativas efectuadas en otras disposiciones a la Ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público y al Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, se entenderán efectuadas a los preceptos correspondientes del Texto Refundido que se aprueba.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las disposiciones de igual o inferior rango que se opongan a la presente Ley y, en particular, las siguientes:

1. La Ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público.
2. El Capítulo IV del Título V del Libro II, comprensivo de los artículos 253 a 260, ambos inclusive, del Texto Refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2000, de 16 de junio.
3. La disposición adicional séptima de la Ley 13/2003, de 23 de mayo, Reguladora del contrato de Concesión de Obras Públicas.
4. El artículo 16 del Real Decreto-ley 8/2010, de 20 de mayo, por el que se adoptan medidas extraordinarias para la reducción del déficit público.
5. Los artículos 37 y 38 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto Legislativo y el Texto Refundido que aprueba entrarán en vigor al mes de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, el 14 de noviembre de 2011.

JUAN CARLOS R.

La Vicepresidenta del Gobierno de Asuntos Económicos
y Ministra de Economía y Hacienda,
ELENA SALGADO MÉNDEZ

cve: BOE-A-2011-17887

# TEXTO REFUNDIDO DE LA LEY DE CONTRATOS DEL SECTOR PÚBLICO

ÍNDICE

Título preliminar. Disposiciones generales.

Capítulo I. Objeto y ámbito de aplicación de la Ley.

Artículo 1. Objeto y finalidad.
Artículo 2. Ámbito de aplicación.
Artículo 3. Ámbito subjetivo.
Artículo 4. Negocios y contratos excluidos.

Capítulo II. Contratos del sector público.

Sección 1.ª Delimitación de los tipos contractuales.

Artículo 5. Calificación de los contratos.
Artículo 6. Contrato de obras.
Artículo 7. Contrato de concesión de obras públicas.
Artículo 8. Contrato de gestión de servicios públicos.
Artículo 9. Contrato de suministro.
Artículo 10. Contrato de servicios.
Artículo 11. Contrato de colaboración entre el sector público y el sector privado.
Artículo 12. Contratos mixtos.

Sección 2.ª Contratos sujetos a una regulación armonizada.

Artículo 13. Delimitación general.
Artículo 14. Contratos de obras y de concesión de obras públicas sujetos a una regulación armonizada: umbral.
Artículo 15. Contratos de suministro sujetos a una regulación armonizada: umbral.
Artículo 16. Contratos de servicios sujetos a una regulación armonizada: umbral.
Artículo 17. Contratos subvencionados sujetos a una regulación armonizada.

Sección 3.ª Contratos administrativos y contratos privados.

Artículo 18. Régimen aplicable a los contratos del sector público.
Artículo 19. Contratos administrativos.
Artículo 20. Contratos privados.
Artículo 21. Jurisdicción competente.

Libro I. Configuración general de la contratación del sector público y elementos estructurales de los contratos.

Título I. Disposiciones generales sobre la contratación del sector público.

Capítulo I. Racionalidad y consistencia de la contratación del sector público.

Artículo 22. Necesidad e idoneidad del contrato y eficiencia en la contratación.
Artículo 23. Plazo de duración de los contratos.
Artículo 24. Ejecución de obras y fabricación de bienes muebles por la Administración, y ejecución de servicios con la colaboración de empresarios particulares.

Capítulo II. Libertad de pactos y contenido mínimo del contrato.

Artículo 25. Libertad de pactos.
Artículo 26. Contenido mínimo del contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

Capítulo III. Perfección y forma del contrato.

Artículo 27. Perfección de los contratos.
Artículo 28. Carácter formal de la contratación del sector público.

Capítulo IV. Remisión de información a efectos estadísticos y de fiscalización.

Artículo 29. Remisión de contratos al Tribunal de Cuentas.
Artículo 30. Datos estadísticos.

Capítulo V. Régimen de invalidez.

Sección 1.ª Régimen General.

Artículo 31. Supuestos de invalidez.
Artículo 32. Causas de nulidad de derecho administrativo.
Artículo 33. Causas de anulabilidad de derecho administrativo.
Artículo 34. Revisión de oficio.
Artículo 35. Efectos de la declaración de nulidad.
Artículo 36. Causas de invalidez de derecho civil.

Sección 2.ª Supuestos especiales de nulidad.

Artículo 37. Supuestos especiales de nulidad contractual.
Artículo 38. Consecuencias jurídicas de la declaración de nulidad en los supuestos del artículo anterior.
Artículo 39. Interposición de la cuestión de nulidad.

Capítulo VI. Régimen especial de revisión de decisiones en materia de contratación y medios alternativos de resolución de conflictos.

Artículo 40. Recurso especial en materia de contratación: Actos recurribles.
Artículo 41. Órgano competente para la resolución del recurso.
Artículo 42. Legitimación.
Artículo 43. Solicitud de medidas provisionales.
Artículo 44. Iniciación del procedimiento y plazo de interposición.
Artículo 45. Efectos derivados de la interposición del recurso.
Artículo 46. Tramitación del procedimiento.
Artículo 47. Resolución.
Artículo 48. Determinación de la indemnización.
Artículo 49. Efectos de la resolución.
Artículo 50. Arbitraje.

Título II. Partes en el contrato.

Capítulo I. Órgano de contratación.

Artículo 51. Competencia para contratar.
Artículo 52. Responsable del contrato.
Artículo 53. Perfil de contratante.

Capítulo II. Capacidad y solvencia del empresario.

Sección 1.ª Aptitud para contratar con el sector público.

Subsección 1.ª Normas generales.

Artículo 54. Condiciones de aptitud.
Artículo 55. Empresas no comunitarias.
Artículo 56. Condiciones especiales de compatibilidad.

cve: BOE-A-2011-17887

Subsección 2.ª Normas especiales sobre capacidad.

Artículo 57. Personas jurídicas.
Artículo 58. Empresas comunitarias.
Artículo 59. Uniones de empresarios.

Subsección 3.ª Prohibiciones de contratar.

Artículo 60. Prohibiciones de contratar.
Artículo 61. Declaración de la concurrencia de prohibiciones de contratar y efectos.

Subsección 4.ª Solvencia.

Artículo 62. Exigencia de solvencia.
Artículo 63. Integración de la solvencia con medios externos.
Artículo 64. Concreción de las condiciones de solvencia.

Subsección 5.ª Clasificación de las empresas.

Artículo 65. Exigencia de clasificación.
Artículo 66. Exención de la exigencia de clasificación.
Artículo 67. Criterios aplicables y condiciones para la clasificación.
Artículo 68. Competencia para la clasificación.
Artículo 69. Inscripción registral de la clasificación.
Artículo 70. Plazo de vigencia y revisión de las clasificaciones.
Artículo 71. Comprobación de los elementos de la clasificación.

Sección 2.ª Acreditación de la aptitud para contratar.

Subsección 1.ª Capacidad de obrar.

Artículo 72. Acreditación de la capacidad de obrar.

Subsección 2.ª Prohibiciones de contratar.

Artículo 73. Prueba de la no concurrencia de una prohibición de contratar.

Subsección 3.ª Solvencia.

Artículo 74. Medios de acreditar la solvencia.
Artículo 75. Solvencia económica y financiera.
Artículo 76. Solvencia técnica en los contratos de obras.
Artículo 77. Solvencia técnica en los contratos de suministro.
Artículo 78. Solvencia técnica o profesional en los contratos de servicios.
Artículo 79. Solvencia técnica o profesional en los restantes contratos.
Artículo 80. Acreditación del cumplimiento de las normas de garantía de la calidad.
Artículo 81. Acreditación del cumplimiento de las normas de gestión medioambiental.
Artículo 82. Documentación e información complementaria.

Subsección 4.ª Prueba de la clasificación y de la aptitud para contratar a través de Registros o listas oficiales de contratistas.

Artículo 83. Certificaciones de Registros Oficiales de Licitadores y Empresas Clasificadas.
Artículo 84. Certificados comunitarios de clasificación.

Capítulo III. Sucesión en la persona del contratista.

Artículo 85. Supuestos de sucesión del contratista.

cve: BOE-A-2011-17887

Título III. Objeto, precio y cuantía del contrato.

Capítulo I. Normas generales.

Artículo 86. Objeto del contrato.
Artículo 87. Precio.
Artículo 88. Cálculo del valor estimado de los contratos.

Capítulo II. Revisión de precios en los contratos de las Administraciones Públicas.

Artículo 89. Procedencia y límites.
Artículo 90. Sistema de revisión de precios.
Artículo 91. Fórmulas.
Artículo 92. Coeficiente de revisión.
Artículo 93. Revisión en casos de demora en la ejecución.
Artículo 94. Pago del importe de la revisión.

Título IV. Garantías exigibles en la contratación del sector público.

Capítulo I. Garantías a prestar en los contratos celebrados con las Administraciones Públicas.

Sección 1.ª Garantía definitiva.

Artículo 95. Exigencia de garantía.
Artículo 96. Garantías admitidas.
Artículo 97. Régimen de las garantías prestadas por terceros.
Artículo 98. Garantía global.
Artículo 99. Constitución, reposición y reajuste de garantías.
Artículo 100. Responsabilidades a que están afectas las garantías.
Artículo 101. Preferencia en la ejecución de garantías.
Artículo 102. Devolución y cancelación de las garantías.

Sección 2.ª Garantía provisional.

Artículo 103. Exigencia y régimen.

Capítulo II. Garantías a prestar en otros contratos del sector público.

Artículo 104. Supuestos y régimen.

Título V. Modificación de los contratos.

Artículo 105. Supuestos.
Artículo 106. Modificaciones previstas en la documentación que rige la licitación.
Artículo 107. Modificaciones no previstas en la documentación que rige la licitación.
Artículo 108. Procedimiento.

Libro II. Preparación de los contratos.

Título I. Preparación de contratos por las Administraciones Públicas.

Capítulo I. Normas generales.

Sección 1.ª Expediente de contratación.

Subsección 1.ª Tramitación Ordinaria.

Artículo 109. Expediente de contratación: iniciación y contenido.
Artículo 110. Aprobación del expediente.
Artículo 111. Expediente de contratación en contratos menores.

cve: BOE-A-2011-17887

Subsección 2.ª Tramitación abreviada del expediente.

Artículo 112. Tramitación urgente del expediente.
Artículo 113. Tramitación de emergencia.

Sección 2.ª Pliegos de cláusulas administrativas y de prescripciones técnicas.

Artículo 114. Pliegos de cláusulas administrativas generales.
Artículo 115. Pliegos de cláusulas administrativas particulares.
Artículo 116. Pliegos de prescripciones técnicas.
Artículo 117. Reglas para el establecimiento de prescripciones técnicas.
Artículo 118. Condiciones especiales de ejecución del contrato.
Artículo 119. Información sobre las obligaciones relativas a la fiscalidad, protección del medio ambiente, empleo y condiciones laborales.
Artículo 120. Información sobre las condiciones de subrogación en contratos de trabajo.

Capítulo II. Normas especiales para la preparación de determinados contratos.

Sección 1.ª Actuaciones preparatorias del contrato de obras.

Subsección 1.ª Proyecto de obras y replanteo.

Artículo 121. Proyecto de obras.
Artículo 122. Clasificación de las obras.
Artículo 123. Contenido de los proyectos y responsabilidad derivada de su elaboración.
Artículo 124. Presentación del proyecto por el empresario.
Artículo 125. Supervisión de proyectos.
Artículo 126. Replanteo del proyecto.

Subsección 2.ª Pliego de Cláusulas Administrativas en contratos bajo la modalidad de abono total del precio.

Artículo 127. Contenido de los pliegos de cláusulas administrativas en los contratos de obra con abono total del precio.

Sección 2.ª Actuaciones preparatorias del contrato de concesión de obra pública.

Artículo 128. Estudio de viabilidad.
Artículo 129. Anteproyecto de construcción y explotación de la obra.
Artículo 130. Proyecto de la obra y replanteo de éste.
Artículo 131. Pliegos de cláusulas administrativas particulares.

Sección 3.ª Actuaciones preparatorias del Contrato de Gestión de Servicios Públicos.

Artículo 132. Régimen jurídico del servicio.
Artículo 133. Pliegos y anteproyecto de obra y explotación.

Sección 4.ª Actuaciones preparatorias de los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado.

Artículo 134. Evaluación previa.
Artículo 135. Programa funcional.
Artículo 136. Clausulado del contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

Título II. Preparación de otros contratos.

Capítulo único. Reglas aplicables a la preparación de los contratos celebrados por poderes adjudicadores que no tengan el carácter de Administraciones Públicas y de contratos subvencionados.

Artículo 137. Establecimiento de prescripciones técnicas y preparación de pliegos.

Libro III. Selección del contratista y adjudicación de los contratos.

Título I. Adjudicación de los contratos.

Capítulo I. Adjudicación de los contratos de las Administraciones Públicas.

Sección 1.ª Normas Generales.

Subsección 1.ª Disposiciones directivas.

Artículo 138. Procedimiento de adjudicación.
Artículo 139. Principios de igualdad y transparencia.
Artículo 140. Confidencialidad.

Subsección 2.ª Publicidad.

Artículo 141. Anuncio previo.
Artículo 142. Convocatoria de licitaciones.

Subsección 3.ª Licitación.

Artículo 143. Plazos de presentación de las solicitudes de participación y de las proposiciones.
Artículo 144. Reducción de plazos en caso de tramitación urgente.
Artículo 145. Proposiciones de los interesados.
Artículo 146. Presentación de la documentación acreditativa del cumplimiento de requisitos previos.
Artículo 147. Admisibilidad de variantes o mejoras.
Artículo 148. Subasta electrónica.
Artículo 149. Sucesión en el procedimiento.

Subsección 4.ª Selección del adjudicatario.

Artículo 150. Criterios de valoración de las ofertas.
Artículo 151. Clasificación de las ofertas, adjudicación del contrato y notificación de la adjudicación.
Artículo 152. Ofertas con valores anormales o desproporcionados.

Subsección 5.ª Obligaciones de información sobre el resultado del procedimiento

Artículo 153. Información no publicable
Artículo 154. Publicidad de la formalización de los contratos
Artículo 155. Renuncia a la celebración del contrato y desistimiento del procedimiento de adjudicación por la Administración

Subsección 6.ª Formalización del contrato.

Artículo 156. Formalización de los contratos.

Sección 2.ª Procedimiento abierto.

Artículo 157. Delimitación.
Artículo 158. Información a los licitadores.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 159. Plazos para la presentación de proposiciones.
Artículo 160. Examen de las proposiciones y propuesta de adjudicación.
Artículo 161. Adjudicación.

Sección 3.ª Procedimiento restringido.

Artículo 162. Caracterización.
Artículo 163. Criterios para la selección de candidatos.
Artículo 164. Solicitudes de participación.
Artículo 165. Selección de solicitantes.
Artículo 166. Contenido de las invitaciones e información a los invitados.
Artículo 167. Proposiciones.
Artículo 168. Adjudicación.

Sección 4.ª Procedimiento negociado.

Artículo 169. Caracterización.

Subsección 1.ª Supuestos de aplicación.

Artículo 170. Supuestos generales.
Artículo 171. Contratos de obras.
Artículo 172. Contratos de gestión de servicios públicos.
Artículo 173. Contratos de suministro.
Artículo 174. Contratos de servicios.
Artículo 175. Otros contratos.

Subsección 2.ª Tramitación.

Artículo 176. Delimitación de la materia objeto de negociación.
Artículo 177. Anuncio de licitación y presentación de solicitudes de participación.
Artículo 178. Negociación de los términos del contrato.

Sección 5.ª Diálogo competitivo

Artículo 179. Caracterización.
Artículo 180. Supuestos de aplicación.
Artículo 181. Apertura del procedimiento y solicitudes de participación.
Artículo 182. Diálogo con los candidatos.
Artículo 183. Presentación y examen de las ofertas.

Sección 6.ª Normas especiales aplicables a los concursos de proyectos

Artículo 184. Ámbito de aplicación.
Artículo 185. Bases del concurso.
Artículo 186. Participantes.
Artículo 187. Publicidad.
Artículo 188. Decisión del concurso.

Capítulo II. Adjudicación de otros contratos del sector público.

Sección 1.ª Normas aplicables por los poderes adjudicadores que no tengan el carácter de Administraciones Públicas.

Artículo 189. Delimitación general.
Artículo 190. Adjudicación de los contratos sujetos a regulación armonizada.
Artículo 191. Adjudicación de los contratos que no estén sujetos a regulación armonizada.

cve: BOE-A-2011-17887

Sección 2.ª Normas aplicables por otros entes, organismos y entidades del sector público.

Artículo 192. Régimen de adjudicación de contratos.

Sección 3.ª Normas aplicables en la adjudicación de contratos subvencionados.

Artículo 193. Adjudicación de contratos subvencionados.

Título II. Racionalización técnica de la contratación.

Capítulo I. Normas generales.

Artículo 194. Sistemas para la racionalización de la contratación de las Administraciones Públicas.
Artículo 195. Sistemas para la racionalización de la contratación de otras entidades del sector público.

Capítulo II. Acuerdos marco.

Artículo 196. Funcionalidad y límites.
Artículo 197. Procedimiento de celebración de acuerdos marco.
Artículo 198. Adjudicación de contratos basados en un acuerdo marco.

Capítulo III. Sistemas dinámicos de contratación.

Artículo 199. Funcionalidad y límites.
Artículo 200. Implementación.
Artículo 201. Incorporación de empresas al sistema.
Artículo 202. Adjudicación de contratos en el marco de un sistema dinámico de contratación.

Capítulo IV. Centrales de contratación.

Sección 1.ª Normas generales.

Artículo 203. Funcionalidad y principios de actuación.
Artículo 204. Creación de centrales de contratación por las Comunidades Autónomas y Entidades Locales.
Artículo 205. Adhesión a sistemas externos de contratación centralizada.

Sección 2.ª Contratación centralizada en el ámbito estatal.

Artículo 206. Régimen general.
Artículo 207. Adquisición centralizada de equipos y sistemas para el tratamiento de la información.

Libro IV. Efectos, cumplimiento y extinción de los contratos administrativos.

Título I. Normas Generales.

Capítulo I. Efectos de los contratos.

Artículo 208. Régimen jurídico.
Artículo 209. Vinculación al contenido contractual.

Capítulo II. Prerrogativas de la Administración Pública en los contratos administrativos.

Artículo 210. Enumeración.
Artículo 211. Procedimiento de ejercicio.

cve: BOE-A-2011-17887

Capítulo III. Ejecución de los contratos.

Artículo 212. Ejecución defectuosa y demora.
Artículo 213. Resolución por demora y prórroga de los contratos.
Artículo 214. Indemnización de daños y perjuicios.
Artículo 215. Principio de riesgo y ventura.
Artículo 216. Pago del precio.
Artículo 217. Procedimiento para hacer efectivas las deudas de las Administraciones Públicas.
Artículo 218. Transmisión de los derechos de cobro

Capítulo IV. Modificación de los contratos.

Artículo 219. Potestad de modificación del contrato.
Artículo 220. Suspensión de los contratos.

Capítulo V. Extinción de los contratos.

Sección 1.ª Disposición general.

Artículo 221. Extinción de los contratos

Sección 2.ª Cumplimiento de los contratos.

Artículo 222. Cumplimiento de los contratos y recepción de la prestación.

Sección 3.ª Resolución de los contratos.

Artículo 223. Causas de resolución.
Artículo 224. Aplicación de las causas de resolución.
Artículo 225. Efectos de la resolución.

Capítulo VI. Cesión de los contratos y subcontratación.

Sección 1.ª Cesión de los contratos.

Artículo 226. Cesión de los contratos.

Sección 2.ª Subcontratación.

Artículo 227. Subcontratación.
Artículo 228. Pagos a subcontratistas y suministradores.

Título II. Normas especiales para contratos de obras, concesión de obra pública, gestión de servicios públicos, suministros, servicios y de colaboración entre el sector público y el sector privado.

Capítulo I. Contrato de obras.

Sección 1.ª Ejecución del contrato de obras.

Artículo 229. Comprobación del replanteo.
Artículo 230. Ejecución de las obras y responsabilidad del contratista.
Artículo 231. Fuerza mayor.
Artículo 232. Certificaciones y abonos a cuenta.
Artículo 233. Obras a tanto alzado y obras con precio cerrado.

Sección 2.ª Modificación del contrato de obras.

Artículo 234. Modificación del contrato de obras.

Sección 3.ª Cumplimiento del contrato de obras.

Artículo 235. Recepción y plazo de garantía.
Artículo 236. Responsabilidad por vicios ocultos.

cve: BOE-A-2011-17887

Sección 4.ª Resolución del contrato de obras.

Artículo 237. Causas de resolución.
Artículo 238. Suspensión de la iniciación de la obra.
Artículo 239. Efectos de la resolución.

Capítulo II. Contrato de concesión de obra pública.

Sección 1.ª Construcción de las obras objeto de concesión.

Artículo 240. Modalidades de ejecución de las obras.
Artículo 241. Responsabilidad en la ejecución de las obras por terceros.
Artículo 242. Principio de riesgo y ventura en la ejecución de las obras.
Artículo 243. Modificación del proyecto.
Artículo 244. Comprobación de las obras.

Sección 2.ª Derechos y obligaciones del concesionario y prerrogativas de la administración concedente.

Subsección 1.ª Derechos y obligaciones del concesionario.

Artículo 245. Derechos del concesionario.
Artículo 246. Obligaciones del concesionario.
Artículo 247. Uso y conservación de la obra pública.
Artículo 248. Zonas complementarias de explotación comercial.

Subsección 2.ª Prerrogativas y derechos de la Administración.

Artículo 249. Prerrogativas y derechos de la Administración.
Artículo 250. Modificación de la obra pública.
Artículo 251. Secuestro de la concesión.
Artículo 252. Penalidades por incumplimientos del concesionario.

Sección 3.ª Régimen económico-financiero de la concesión.

Artículo 253. Financiación de las obras.
Artículo 254. Aportaciones públicas a la construcción.
Artículo 255. Retribución por la utilización de la obra.
Artículo 256. Aportaciones públicas a la explotación.
Artículo 257. Obras públicas diferenciadas.
Artículo 258. Mantenimiento del equilibrio económico del contrato.

Sección 4.ª Financiación privada.

Subsección 1.ª Emisión de títulos por el concesionario.

Artículo 259. Emisión de obligaciones y otros títulos.
Artículo 260. Incorporación a títulos negociables de los derechos de crédito del concesionario.

Subsección 2.ª Hipoteca de la concesión.

Artículo 261. Objeto de la hipoteca de la concesión.
Artículo 262. Derechos del acreedor hipotecario.
Artículo 263. Ejecución de la hipoteca.
Artículo 264. Derechos de titulares de cargas inscritas o anotadas sobre la concesión para el caso de resolución concesional.

Subsección 3.ª Otras fuentes de financiación.

Artículo 265. Créditos participativos.

cve: BOE-A-2011-17887

Sección 5.ª Extinción de las concesiones.

Artículo 266. Modos de extinción.
Artículo 267. Extinción de la concesión por transcurso del plazo.
Artículo 268. Plazo de las concesiones.
Artículo 269. Causas de resolución.
Artículo 270. Aplicación de las causas de resolución.
Artículo 271. Efectos de la resolución.
Artículo 272. Destino de las obras a la extinción de la concesión.

Sección 6.ª Ejecución de obras por terceros.

Artículo 273. Subcontratación.
Artículo 274. Adjudicación de contratos de obras por el concesionario.

Capítulo III. Contrato de gestión de servicios públicos.

Sección 1.ª Disposiciones generales

Artículo 275. Ámbito del contrato.
Artículo 276. Régimen jurídico.
Artículo 277. Modalidades de la contratación.
Artículo 278. Duración.

Sección 2.ª Ejecución del contrato de gestión de servicios públicos.

Artículo 279. Ejecución del contrato.
Artículo 280. Obligaciones generales.
Artículo 281. Prestaciones económicas.

Sección 3.ª Modificación del contrato de gestión de servicios públicos.

Artículo 282. Modificación del contrato y mantenimiento de su equilibrio económico.

Sección 4.ª Cumplimiento y efectos del contrato de gestión de servicios públicos.

Artículo 283. Reversión.
Artículo 284. Falta de entrega de contraprestaciones económicas y medios auxiliares.
Artículo 285. Incumplimiento del contratista.

Sección 5.ª Resolución del contrato de gestión de servicios públicos.

Artículo 286. Causas de resolución.
Artículo 287. Aplicación de las causas de resolución.
Artículo 288. Efectos de la resolución.

Sección 6.ª Subcontratación del contrato de gestión de servicios públicos.

Artículo 289. Subcontratación.

Capítulo IV. Contrato de suministro.

Sección 1.ª Regulación de determinados contratos de suministro.

Artículo 290. Arrendamiento.
Artículo 291. Contratos de fabricación y aplicación de normas y usos vigentes en comercio internacional.

Sección 2.ª Ejecución del contrato de suministro.

Artículo 292. Entrega y recepción.
Artículo 293. Pago del precio.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 294. Pago en metálico y en otros bienes.
Artículo 295. Facultades de la Administración en el proceso de fabricación

Sección 3.ª Modificación del contrato de suministro.

Artículo 296. Modificación del contrato de suministro.

Sección 4.ª Cumplimiento del contrato de suministro.

Artículo 297. Gastos de entrega y recepción.
Artículo 298. Vicios o defectos durante el plazo de garantía.

Sección 5.ª Resolución del contrato de suministro

Artículo 299. Causas de resolución.
Artículo 300. Efectos de la resolución.

Capítulo V. Contratos de servicios.

Sección 1.ª Disposiciones generales.

Artículo 301. Contenido y límites.
Artículo 302. Determinación del precio.
Artículo 303. Duración.
Artículo 304. Régimen de contratación para actividades docentes.

Sección 2.ª Ejecución de los contratos de servicios.

Artículo 305. Ejecución y responsabilidad del contratista.

Sección 3.ª Modificación de los contratos de servicios de mantenimiento.

Artículo 306. Modificación de estos contratos.

Sección 4.ª Cumplimiento de los contratos de servicios.

Artículo 307. Cumplimiento de los contratos.

Sección 5.ª Resolución de los contratos de servicios.

Artículo 308. Causas de resolución.
Artículo 309. Efectos de la resolución.

Sección 6.ª De la subsanación de errores y responsabilidades en el contrato de elaboración de proyectos de obras.

Artículo 310. Subsanación de errores y corrección de deficiencias.
Artículo 311. Indemnizaciones.
Artículo 312. Responsabilidad por defectos o errores del proyecto.

Capítulo VI. Contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado.

Artículo 313. Régimen jurídico
Artículo 314. Duración
Artículo 315. Financiación.

Libro V. Organización administrativa para la gestión de la contratación.

Título I. Órganos competentes en materia de contratación.

Capítulo I. Órganos de contratación.

Artículo 316. Órganos de contratación.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 317. Autorización para contratar.
Artículo 318. Desconcentración.
Artículo 319. Abstención y recusación.

Capítulo II. Órganos de asistencia.

Artículo 320. Mesas de contratación.
Artículo 321. Mesa especial del diálogo competitivo.
Artículo 322. Mesa de contratación del sistema estatal de contratación centralizada.
Artículo 323. Jurados de concursos.

Capítulo III. Órganos consultivos.

Artículo 324. Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado
Artículo 325. Órganos consultivos en materia de contratación de las Comunidades Autónomas

Título II. Registros Oficiales.

Capítulo I. Registros Oficiales de Licitadores y Empresas Clasificadas.

Artículo 326. Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas del Estado.
Artículo 327. Registros Oficiales de licitadores y empresas clasificadas de las Comunidades Autónomas.
Artículo 328. Contenido del Registro.
Artículo 329. Voluntariedad de la inscripción.
Artículo 330. Responsabilidad del empresario en relación con la actualización de la información registral.
Artículo 331. Publicidad.
Artículo 332. Colaboración entre Registros.

Capítulo II. Registro de Contratos del Sector Público.

Artículo 333. Registro de Contratos del Sector Público.

Título III. Gestión de la publicidad contractual por medios electrónicos, informáticos y telemáticos.

Capítulo único. Plataforma de Contratación del Estado.

Artículo 334. Plataforma de Contratación del Estado.

Disposición adicional primera. Contratación en el extranjero.
Disposición adicional segunda. Normas específicas de contratación en las Entidades Locales.
Disposición adicional tercera. Reglas especiales sobre competencia para adquirir equipos y sistemas para el tratamiento de la información y de las comunicaciones.
Disposición adicional cuarta. Contratación con empresas que tengan en su plantilla personas con discapacidad o en situación de exclusión social y con entidades sin ánimo de lucro.
Disposición adicional quinta. Contratos reservados.
Disposición adicional sexta. Disposiciones aplicables a las Universidades Públicas.
Disposición adicional séptima. Exención de requisitos para los Organismos Públicos de Investigación en cuanto adjudicatarios de contratos.
Disposición adicional octava. Contratos celebrados en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales.
Disposición adicional novena. Normas especiales para la contratación del acceso a bases de datos y la suscripción a publicaciones.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición adicional décima. Modificaciones de cuantías, plazos y otras derivadas de los Anexos de directivas comunitarias.
Disposición adicional undécima. Actualización de cifras fijadas por la Unión Europea.
Disposición adicional duodécima. Cómputo de plazos.
Disposición adicional decimotercera. Referencias al Impuesto sobre el Valor Añadido.
Disposición adicional decimocuarta. Espacio Económico Europeo.
Disposición adicional decimoquinta. Normas relativas a los medios de comunicación utilizables en los procedimientos regulados en esta Ley.
Disposición adicional decimosexta. Uso de medios electrónicos, informáticos y telemáticos en los procedimientos regulados en la Ley.
Disposición adicional decimoséptima. Sustitución de letrados en las Mesas de contratación.
Disposición adicional decimoctava. Garantía de accesibilidad para personas con discapacidad.
Disposición adicional decimonovena. Responsabilidad de las autoridades y del personal al servicio de las Administraciones Públicas.
Disposición adicional vigésima. Conciertos para la prestación de asistencia sanitaria y farmacéutica celebrados por la Mutualidad de Funcionarios Civiles del Estado, la Mutualidad General Judicial y el Instituto Social de las Fuerzas Armadas.
Disposición adicional vigésima primera. Contratos incluidos en los ámbitos de la defensa y de la seguridad.
Disposición adicional vigésima segunda. Régimen de contratación de ciertos Organismos.
Disposición adicional vigésima tercera. Prácticas contrarias a la libre competencia.
Disposición adicional vigésima cuarta. Prestación de asistencia sanitaria en situaciones de urgencia.
Disposición adicional vigésima quinta. Régimen jurídico de la «Empresa de Transformación Agraria, Sociedad Anónima» (TRAGSA), y de sus filiales.
Disposición adicional vigésima sexta. Protección de datos de carácter personal.
Disposición adicional vigésima séptima. Agrupaciones europeas de cooperación territorial.
Disposición adicional vigésima octava. Adquisición Centralizada de medicamentos y productos sanitarios con miras al Sistema Nacional de Salud.
Disposición adicional vigésima novena. Fórmulas institucionales de colaboración entre el sector público y el sector privado.
Disposición adicional trigésima. Régimen de los órganos competentes para resolver los recursos de la Administración General del Estado y Entidades Contratantes adscritas a ella.
Disposición adicional trigésima primera. Autorización del Consejo de Ministros en concesiones de obras reguladas en la normativa sectorial.
Disposición transitoria primera. Expedientes iniciados y contratos adjudicados con anterioridad a la entrada en vigor de esta Ley.
Disposición transitoria segunda. Fórmulas de revisión.
Disposición transitoria tercera. Determinación de cuantías por los departamentos ministeriales respecto de los Organismos autónomos adscritos a los mismos.
Disposición transitoria cuarta. Determinación de los casos en que es exigible la clasificación de las empresas.
Disposición transitoria quinta. Régimen transitorio de los procedimientos de adjudicación de los contratos no sujetos a regulación armonizada celebrados por entidades que no tienen el carácter de Administración Pública.
Disposición transitoria sexta. Plazos a los que se refiere el artículo 216 de la Ley.
Disposición transitoria séptima. Régimen supletorio para las Comunidades Autónomas.
Disposición transitoria octava. Procedimientos en curso.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición final primera. Actualización de las referencias a determinados órganos.
Disposición final segunda. Títulos competenciales.
Disposición final tercera. Normas aplicables a los procedimientos regulados en esta Ley.
Disposición final cuarta. Habilitación normativa en materia de uso de medios electrónicos, informáticos o telemáticos, y uso de factura electrónica.
Disposición final quinta. Fomento de la contratación pública de actividades innovadoras..
Disposición final sexta. Habilitación para el desarrollo reglamentario.

Anexo I. Actividades a que se refiere el apartado 1 del artículo 6.
Anexo II. Servicios a que se refiere el artículo 10
Anexo III. Lista de productos contemplados en la letra a) del apartado 1 del artículo 15, en lo que se refiere a los contratos de suministros adjudicados por órganos de contratación del sector de la defensa.

## TEXTO REFUNDIDO DE LA LEY DE CONTRATOS DEL SECTOR PÚBLICO

### TÍTULO PRELIMINAR

### Disposiciones generales

### CAPÍTULO I

### Objeto y ámbito de aplicación de la Ley

Artículo 1. *Objeto y finalidad.*

La presente Ley tiene por objeto regular la contratación del sector público, a fin de garantizar que la misma se ajusta a los principios de libertad de acceso a las licitaciones, publicidad y transparencia de los procedimientos, y no discriminación e igualdad de trato entre los candidatos, y de asegurar, en conexión con el objetivo de estabilidad presupuestaria y control del gasto, una eficiente utilización de los fondos destinados a la realización de obras, la adquisición de bienes y la contratación de servicios mediante la exigencia de la definición previa de las necesidades a satisfacer, la salvaguarda de la libre competencia y la selección de la oferta económicamente más ventajosa.

Es igualmente objeto de esta Ley la regulación del régimen jurídico aplicable a los efectos, cumplimiento y extinción de los contratos administrativos, en atención a los fines institucionales de carácter público que a través de los mismos se tratan de realizar.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación*

1. Son contratos del sector público y, en consecuencia, están sometidos a la presente Ley en la forma y términos previstos en la misma, los contratos onerosos, cualquiera que sea su naturaleza jurídica, que celebren los entes, organismos y entidades enumerados en el artículo 3.

2. Están también sujetos a la presente Ley, en los términos que en ella se señalan, los contratos subvencionados por los entes, organismos y entidades del sector público que celebren otras personas físicas o jurídicas en los supuestos previstos en el artículo 17, así como los contratos de obras que celebren los concesionarios de obras públicas en los casos del artículo 274.

3. La aplicación de esta Ley a los contratos que celebren las Comunidades Autónomas y las entidades que integran la Administración Local, o los organismos dependientes de las mismas, así como a los contratos subvencionados por cualquiera de estas entidades, se efectuará en los términos previstos en la disposición final segunda.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 3. *Ámbito subjetivo*

1. A los efectos de esta Ley, se considera que forman parte del sector público los siguientes entes, organismos y entidades:

a) La Administración General del Estado, las Administraciones de las Comunidades Autónomas y las Entidades que integran la Administración Local.
b) Las entidades gestoras y los servicios comunes de la Seguridad Social.
c) Los organismos autónomos, las entidades públicas empresariales, las Universidades Públicas, las Agencias Estatales y cualesquiera entidades de derecho público con personalidad jurídica propia vinculadas a un sujeto que pertenezca al sector público o dependientes del mismo, incluyendo aquellas que, con independencia funcional o con una especial autonomía reconocida por la Ley, tengan atribuidas funciones de regulación o control de carácter externo sobre un determinado sector o actividad.
d) Las sociedades mercantiles en cuyo capital social la participación, directa o indirecta, de entidades de las mencionadas en las letras a) a f) del presente apartado sea superior al 50 por 100.
e) Los consorcios dotados de personalidad jurídica propia a los que se refieren el artículo 6.5 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y la legislación de régimen local.
f) Las fundaciones que se constituyan con una aportación mayoritaria, directa o indirecta, de una o varias entidades integradas en el sector público, o cuyo patrimonio fundacional, con un carácter de permanencia, esté formado en más de un 50 por 100 por bienes o derechos aportados o cedidos por las referidas entidades.
g) Las Mutuas de Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales de la Seguridad Social.
h) Cualesquiera entes, organismos o entidades con personalidad jurídica propia, que hayan sido creados específicamente para satisfacer necesidades de interés general que no tengan carácter industrial o mercantil, siempre que uno o varios sujetos pertenecientes al sector público financien mayoritariamente su actividad, controlen su gestión, o nombren a más de la mitad de los miembros de su órgano de administración, dirección o vigilancia.
i) Las asociaciones constituidas por los entes, organismos y entidades mencionados en las letras anteriores.

2. Dentro del sector público, y a los efectos de esta Ley, tendrán la consideración de Administraciones Públicas los siguientes entes, organismos y entidades:

a) Los mencionados en las letras a) y b) del apartado anterior.
b) Los Organismos autónomos.
c) Las Universidades Públicas.
d) Las entidades de derecho público que, con independencia funcional o con una especial autonomía reconocida por la Ley, tengan atribuidas funciones de regulación o control de carácter externo sobre un determinado sector o actividad, y
e) las entidades de derecho público vinculadas a una o varias Administraciones Públicas o dependientes de las mismas que cumplan alguna de las características siguientes:

1.ª Que su actividad principal no consista en la producción en régimen de mercado de bienes y servicios destinados al consumo individual o colectivo, o que efectúen operaciones de redistribución de la renta y de la riqueza nacional, en todo caso sin ánimo de lucro, o
2.ª que no se financien mayoritariamente con ingresos, cualquiera que sea su naturaleza, obtenidos como contrapartida a la entrega de bienes o a la prestación de servicios.

cve: BOE-A-2011-17887

No obstante, no tendrán la consideración de Administraciones Públicas las entidades públicas empresariales estatales y los organismos asimilados dependientes de las Comunidades Autónomas y Entidades locales.

f) Los órganos competentes del Congreso de los Diputados, del Senado, del Consejo General del Poder Judicial, del Tribunal Constitucional, del Tribunal de Cuentas, del Defensor del Pueblo, de las Asambleas Legislativas de las Comunidades Autónomas y de las instituciones autonómicas análogas al Tribunal de Cuentas y al Defensor del Pueblo, en lo que respecta a su actividad de contratación.

g) Las Diputaciones Forales y las Juntas Generales de los Territorios Históricos del País Vasco en lo que respecta a su actividad de contratación.

3. Se considerarán poderes adjudicadores, a efectos de esta Ley, los siguientes entes, organismos y entidades:

a) Las Administraciones Públicas.

b) Todos los demás entes, organismos o entidades con personalidad jurídica propia distintos de los expresados en la letra a) que hayan sido creados específicamente para satisfacer necesidades de interés general que no tengan carácter industrial o mercantil, siempre que uno o varios sujetos que deban considerarse poder adjudicador de acuerdo con los criterios de este apartado 3 financien mayoritariamente su actividad, controlen su gestión, o nombren a más de la mitad de los miembros de su órgano de administración, dirección o vigilancia.

c) Las asociaciones constituidas por los entes, organismos y entidades mencionados en las letras anteriores.

Artículo 4. *Negocios y contratos excluidos*

1. Están excluidos del ámbito de la presente Ley los siguientes negocios y relaciones jurídicas:

a) La relación de servicio de los funcionarios públicos y los contratos regulados en la legislación laboral.

b) Las relaciones jurídicas consistentes en la prestación de un servicio público cuya utilización por los usuarios requiera el abono de una tarifa, tasa o precio público de aplicación general.

c) Los convenios de colaboración que celebre la Administración General del Estado con las entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social, las Universidades Públicas, las Comunidades Autónomas, las Entidades locales, organismos autónomos y restantes entidades públicas, o los que celebren estos organismos y entidades entre sí, salvo que, por su naturaleza, tengan la consideración de contratos sujetos a esta Ley.

d) Los convenios que, con arreglo a las normas específicas que los regulan, celebre la Administración con personas físicas o jurídicas sujetas al derecho privado, siempre que su objeto no esté comprendido en el de los contratos regulados en esta Ley o en normas administrativas especiales.

e) Los convenios incluidos en el ámbito del artículo 346 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea que se concluyan en el sector de la defensa.

f) Los acuerdos que celebre el Estado con otros Estados o con entidades de derecho internacional público.

g) Los contratos de suministro relativos a actividades directas de los organismos de derecho público dependientes de las Administraciones públicas cuya actividad tenga carácter comercial, industrial, financiero o análogo, si los bienes sobre los que versan han sido adquiridos con el propósito de devolverlos, con o sin transformación, al tráfico jurídico patrimonial, de acuerdo con sus fines peculiares, siempre que tales organismos actúen en ejercicio de competencias específicas a ellos atribuidas por la Ley.

h) Los contratos y convenios derivados de acuerdos internacionales celebrados de conformidad con el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea con uno o varios países no miembros de la Comunidad, relativos a obras o suministros destinados a la

cve: BOE-A-2011-17887

realización o explotación conjunta de una obra, o relativos a los contratos de servicios destinados a la realización o explotación en común de un proyecto.

i) Los contratos y convenios efectuados en virtud de un acuerdo internacional celebrado en relación con el estacionamiento de tropas.

j) Los contratos y convenios adjudicados en virtud de un procedimiento específico de una organización internacional.

k) Los contratos relativos a servicios de arbitraje y conciliación.

l) Los contratos relativos a servicios financieros relacionados con la emisión, compra, venta y transferencia de valores o de otros instrumentos financieros, en particular las operaciones relativas a la gestión financiera del Estado, así como las operaciones destinadas a la obtención de fondos o capital por los entes, organismos y entidades del sector público, así como los servicios prestados por el Banco de España y las operaciones de tesorería.

m) Los contratos por los que un ente, organismo o entidad del sector público se obligue a entregar bienes o derechos o prestar algún servicio, sin perjuicio de que el adquirente de los bienes o el receptor de los servicios, si es una entidad del sector público sujeta a esta Ley, deba ajustarse a sus prescripciones para la celebración del correspondiente contrato.

n) Los negocios jurídicos en cuya virtud se encargue a una entidad que, conforme a lo señalado en el artículo 24.6, tenga atribuida la condición de medio propio y servicio técnico del mismo, la realización de una determinada prestación. No obstante, los contratos que deban celebrarse por las entidades que tengan la consideración de medio propio y servicio técnico para la realización de las prestaciones objeto del encargo quedarán sometidos a esta Ley, en los términos que sean procedentes de acuerdo con la naturaleza de la entidad que los celebre y el tipo y cuantía de los mismos, y, en todo caso, cuando se trate de contratos de obras, servicios o suministros cuyas cuantías superen los umbrales establecidos en la Sección 2.ª del Capítulo II de este Título Preliminar, las entidades de derecho privado deberán observar para su preparación y adjudicación las reglas establecidas en los artículos 137.1 y 190.

o) Las autorizaciones y concesiones sobre bienes de dominio público y los contratos de explotación de bienes patrimoniales distintos a los definidos en el artículo 7, que se regularán por su legislación específica salvo en los casos en que expresamente se declaren de aplicación las prescripciones de la presente Ley.

p) Los contratos de compraventa, donación, permuta, arrendamiento y demás negocios jurídicos análogos sobre bienes inmuebles, valores negociables y propiedades incorporales, a no ser que recaigan sobre programas de ordenador y deban ser calificados como contratos de suministro o servicios, que tendrán siempre el carácter de contratos privados y se regirán por la legislación patrimonial. En estos contratos no podrán incluirse prestaciones que sean propias de los contratos típicos regulados en la Sección 1ª del Capítulo II del Título Preliminar, si el valor estimado de las mismas es superior al 50 por 100 del importe total del negocio o si no mantienen con la prestación característica del contrato patrimonial relaciones de vinculación y complementariedad en los términos previstos en el artículo 25; en estos dos supuestos, dichas prestaciones deberán ser objeto de contratación independiente con arreglo a lo establecido en esta Ley.

q) Los contratos de servicios y suministro celebrados por los Organismos Públicos de Investigación estatales y los Organismos similares de las Comunidades Autónomas que tengan por objeto prestaciones o productos necesarios para la ejecución de proyectos de investigación, desarrollo e innovación tecnológica o servicios técnicos, cuando la presentación y obtención de resultados derivados de los mismos esté ligada a retornos científicos, tecnológicos o industriales susceptibles de incorporarse al tráfico jurídico y su realización haya sido encomendada a equipos de investigación del Organismo mediante procesos de concurrencia competitiva.

r) Los contratos de investigación y desarrollo remunerados íntegramente por el órgano de contratación, siempre que éste comparta con las empresas adjudicatarias los riesgos y los beneficios de la investigación científica y técnica necesaria para desarrollar

cve: BOE-A-2011-17887

soluciones innovadoras que superen las disponibles en el mercado. En la adjudicación de estos contratos deberá asegurarse el respeto a los principios de publicidad, concurrencia, transparencia, confidencialidad, igualdad y no discriminación y de elección de la oferta económicamente más ventajosa.

2. Los contratos, negocios y relaciones jurídicas enumerados en el apartado anterior se regularán por sus normas especiales, aplicándose los principios de esta Ley para resolver las dudas y lagunas que pudieran presentarse.

## CAPÍTULO II

## Contratos del sector público

### *Sección 1.ª Delimitación de los tipos contractuales*

Artículo 5. *Calificación de los contratos.*

1. Los contratos de obras, concesión de obras públicas, gestión de servicios públicos, suministro, servicios y de colaboración entre el sector público y el sector privado que celebren los entes, organismos y entidades pertenecientes al sector público se calificarán de acuerdo con las normas contenidas en la presente sección.
2. Los restantes contratos del sector público se calificarán según las normas de derecho administrativo o de derecho privado que les sean de aplicación.

Artículo 6. *Contrato de obras.*

1. Son contratos de obras aquellos que tienen por objeto la realización de una obra o la ejecución de alguno de los trabajos enumerados en el Anexo I o la realización por cualquier medio de una obra que responda a las necesidades especificadas por la entidad del sector público contratante. Además de estas prestaciones, el contrato podrá comprender, en su caso, la redacción del correspondiente proyecto.
2. Por «obra» se entenderá el resultado de un conjunto de trabajos de construcción o de ingeniería civil, destinado a cumplir por sí mismo una función económica o técnica, que tenga por objeto un bien inmueble.

Artículo 7. *Contrato de concesión de obras públicas.*

1. La concesión de obras públicas es un contrato que tiene por objeto la realización por el concesionario de algunas de las prestaciones a que se refiere el artículo 6, incluidas las de restauración y reparación de construcciones existentes, así como la conservación y mantenimiento de los elementos construidos, y en el que la contraprestación a favor de aquél consiste, o bien únicamente en el derecho a explotar la obra, o bien en dicho derecho acompañado del de percibir un precio.
2. El contrato, que se ejecutará en todo caso a riesgo y ventura del contratista, podrá comprender, además, el siguiente contenido:

a) La adecuación, reforma y modernización de la obra para adaptarla a las características técnicas y funcionales requeridas para la correcta prestación de los servicios o la realización de las actividades económicas a las que sirve de soporte material.
b) Las actuaciones de reposición y gran reparación que sean exigibles en relación con los elementos que ha de reunir cada una de las obras para mantenerse apta a fin de que los servicios y actividades a los que aquéllas sirven puedan ser desarrollados adecuadamente de acuerdo con las exigencias económicas y las demandas sociales.

3. El contrato de concesión de obras públicas podrá también prever que el concesionario esté obligado a proyectar, ejecutar, conservar, reponer y reparar aquellas

cve: BOE-A-2011-17887

obras que sean accesorias o estén vinculadas con la principal y que sean necesarias para que ésta cumpla la finalidad determinante de su construcción y que permitan su mejor funcionamiento y explotación, así como a efectuar las actuaciones ambientales relacionadas con las mismas que en ellos se prevean. En el supuesto de que las obras vinculadas o accesorias puedan ser objeto de explotación o aprovechamiento económico, éstos corresponderán al concesionario conjuntamente con la explotación de la obra principal, en la forma determinada por los pliegos respectivos.

Artículo 8. *Contrato de gestión de servicios públicos.*

1. El contrato de gestión de servicios públicos es aquél en cuya virtud una Administración Pública o una Mutua de Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales de la Seguridad Social, encomienda a una persona, natural o jurídica, la gestión de un servicio cuya prestación ha sido asumida como propia de su competencia por la Administración o Mutua encomendante.

Las Mutuas de Accidentes de Trabajo y Enfermedades Profesionales sólo podrán realizar este tipo de contrato respecto a la gestión de la prestación de asistencia sanitaria

2. Las disposiciones de esta Ley referidas a este contrato no serán aplicables a los supuestos en que la gestión del servicio público se efectúe mediante la creación de entidades de derecho público destinadas a este fin, ni a aquellos en que la misma se atribuya a una sociedad de derecho privado cuyo capital sea, en su totalidad, de titularidad pública.

Artículo 9. *Contrato de suministro.*

1. Son contratos de suministro los que tienen por objeto la adquisición, el arrendamiento financiero, o el arrendamiento, con o sin opción de compra, de productos o bienes muebles.

2. Sin perjuicio de lo dispuesto en la letra b) del apartado 3 de este artículo respecto de los contratos que tengan por objeto programas de ordenador, no tendrán la consideración de contrato de suministro los contratos relativos a propiedades incorporales o valores negociables.

3. En todo caso, se considerarán contratos de suministro los siguientes:

a) Aquellos en los que el empresario se obligue a entregar una pluralidad de bienes de forma sucesiva y por precio unitario sin que la cuantía total se defina con exactitud al tiempo de celebrar el contrato, por estar subordinadas las entregas a las necesidades del adquirente. No obstante, la adjudicación de estos contratos se efectuará de acuerdo con las normas previstas en el Capítulo II del Título II del Libro III para los acuerdos marco celebrados con un único empresario.

b) Los que tengan por objeto la adquisición y el arrendamiento de equipos y sistemas de telecomunicaciones o para el tratamiento de la información, sus dispositivos y programas, y la cesión del derecho de uso de estos últimos, a excepción de los contratos de adquisición de programas de ordenador desarrollados a medida, que se considerarán contratos de servicios.

c) Los de fabricación, por los que la cosa o cosas que hayan de ser entregadas por el empresario deban ser elaboradas con arreglo a características peculiares fijadas previamente por la entidad contratante, aun cuando ésta se obligue a aportar, total o parcialmente, los materiales precisos.

Artículo 10. *Contrato de servicios.*

Son contratos de servicios aquéllos cuyo objeto son prestaciones de hacer consistentes en el desarrollo de una actividad o dirigidas a la obtención de un resultado distinto de una obra o un suministro. A efectos de aplicación de esta Ley, los contratos de servicios se dividen en las categorías enumeradas en el Anexo II.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 11. *Contrato de colaboración entre el sector público y el sector privado.*

1. Son contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado aquellos en que una Administración Pública o una Entidad pública empresarial u organismo similar de las Comunidades Autónomas encarga a una entidad de derecho privado, por un período determinado en función de la duración de la amortización de las inversiones o de las fórmulas de financiación que se prevean, la realización de una actuación global e integrada que, además de la financiación de inversiones inmateriales, de obras o de suministros necesarios para el cumplimiento de determinados objetivos de servicio público o relacionados con actuaciones de interés general, comprenda alguna de las siguientes prestaciones:

a) La construcción, instalación o transformación de obras, equipos, sistemas, y productos o bienes complejos, así como su mantenimiento, actualización o renovación, su explotación o su gestión.
b) La gestión integral del mantenimiento de instalaciones complejas.
c) La fabricación de bienes y la prestación de servicios que incorporen tecnología específicamente desarrollada con el propósito de aportar soluciones más avanzadas y económicamente más ventajosas que las existentes en el mercado.
d) Otras prestaciones de servicios ligadas al desarrollo por la Administración del servicio público o actuación de interés general que le haya sido encomendado.

2. Sólo podrán celebrarse contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado cuando previamente se haya puesto de manifiesto, en la forma prevista en el artículo 134, que otras fórmulas alternativas de contratación no permiten la satisfacción de las finalidades públicas.
3. El contratista puede asumir, en los términos previstos en el contrato, la dirección de las obras que sean necesarias, así como realizar, total o parcialmente, los proyectos para su ejecución y contratar los servicios precisos.
4. La contraprestación a percibir por el contratista colaborador consistirá en un precio que se satisfará durante toda la duración del contrato, y que podrá estar vinculado al cumplimiento de determinados objetivos de rendimiento.

Artículo 12. *Contratos mixtos.*

Cuando un contrato contenga prestaciones correspondientes a otro u otros de distinta clase se atenderá en todo caso, para la determinación de las normas que deban observarse en su adjudicación, al carácter de la prestación que tenga más importancia desde el punto de vista económico.

*Sección 2.ª Contratos sujetos a una regulación armonizada*

Artículo 13. *Delimitación general.*

1. Son contratos sujetos a una regulación armonizada los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado, en todo caso, y los contratos de obras, los de concesión de obras públicas, los de suministro, y los de servicios comprendidos en las categorías 1 a 16 del Anexo II, cuyo valor estimado, calculado conforme a las reglas que se establecen en el artículo 88, sea igual o superior a las cuantías que se indican en los artículos siguientes, siempre que la entidad contratante tenga el carácter de poder adjudicador. Tendrán también la consideración de contratos sujetos a una regulación armonizada los contratos subvencionados por estas entidades a los que se refiere el artículo 17.
2. No obstante lo señalado en el apartado anterior, no se consideran sujetos a regulación armonizada, cualquiera que sea su valor estimado, los contratos siguientes:

a) Los que tengan por objeto la compra, el desarrollo, la producción o la coproducción de programas destinados a la radiodifusión, por parte de los organismos de radiodifusión, así como los relativos al tiempo de radiodifusión.

cve: BOE-A-2011-17887

b) Los de investigación y desarrollo remunerados íntegramente por el órgano de contratación, siempre que sus resultados no se reserven para su utilización exclusiva por éste en el ejercicio de su actividad propia.

c) Los incluidos dentro del ámbito definido por el artículo 346 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea que se concluyan en el sector de la defensa.

d) Los declarados secretos o reservados, o aquellos cuya ejecución deba ir acompañada de medidas de seguridad especiales conforme a la legislación vigente, o en los que lo exija la protección de intereses esenciales para la seguridad del Estado.

La declaración de que concurre esta última circunstancia deberá hacerse, de forma expresa en cada caso, por el titular del Departamento ministerial del que dependa el órgano de contratación en el ámbito de la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social y demás Entidades públicas estatales, por el órgano competente de las Comunidades Autónomas, o por el órgano al que esté atribuida la competencia para celebrar el correspondiente contrato en las Entidades locales. La competencia para efectuar esta declaración no será susceptible de delegación, salvo que una ley expresamente lo autorice.

e) Aquellos cuyo objeto principal sea permitir a los órganos de contratación la puesta a disposición o la explotación de redes públicas de telecomunicaciones o el suministro al público de uno o más servicios de telecomunicaciones.

Artículo 14. *Contratos de obras y de concesión de obras públicas sujetos a una regulación armonizada: umbral.*

1. Están sujetos a regulación armonizada los contratos de obras y los contratos de concesión de obras públicas cuyo valor estimado sea igual o superior a 4.845.000 euros.

2. En el supuesto previsto en el artículo 88.7, cuando el valor acumulado de los lotes en que se divida la obra iguale o supere la cantidad indicada en el apartado anterior, se aplicarán las normas de la regulación armonizada a la adjudicación de cada lote. No obstante, los órganos de contratación podrán exceptuar de estas normas a los lotes cuyo valor estimado sea inferior a un millón de euros, siempre que el importe acumulado de los lotes exceptuados no sobrepase el 20 por 100 del valor acumulado de la totalidad de los mismos.

Artículo 15. *Contratos de suministro sujetos a una regulación armonizada: umbral.*

1. Están sujetos a regulación armonizada los contratos de suministro cuyo valor estimado sea igual o superior a las siguientes cantidades:

a) 125.000 euros, cuando se trate de contratos adjudicados por la Administración General del Estado, sus organismos autónomos, o las Entidades Gestoras y Servicios Comunes de la Seguridad Social. No obstante, cuando los contratos se adjudiquen por órganos de contratación que pertenezcan al sector de la defensa, este umbral sólo se aplicará respecto de los contratos de suministro que tengan por objeto los productos enumerados en el anexo III.

b) 193.000 euros, cuando se trate de contratos de suministro distintos, por razón del sujeto contratante o por razón de su objeto, de los contemplados en la letra anterior.

2. En el supuesto previsto en el artículo 88.7 cuando el valor acumulado de los lotes en que se divida el suministro iguale o supere las cantidades indicadas en el apartado anterior, se aplicarán las normas de la regulación armonizada a la adjudicación de cada lote. No obstante, los órganos de contratación podrán exceptuar de estas normas a los lotes cuyo valor estimado sea inferior a 80.000 euros, siempre que el importe acumulado de los lotes exceptuados no sobrepase el 20 por 100 del valor acumulado de la totalidad de los mismos.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 16. *Contratos de servicios sujetos a una regulación armonizada: umbral.*

1. Están sujetos a regulación armonizada los contratos de servicios comprendidos en las categorías 1 a 16 del Anexo II cuyo valor estimado sea igual o superior a las siguientes cantidades:

a) 125.000 euros, cuando los contratos hayan de ser adjudicados por la Administración General del Estado, sus organismos autónomos, o las Entidades Gestoras y Servicios Comunes de la Seguridad Social, sin perjuicio de lo dispuesto para ciertos contratos de la categoría 5 y para los contratos de la categoría 8 del Anexo II en la letra b) de este artículo.

b) 193.000 euros, cuando los contratos hayan de adjudicarse por entes, organismos o entidades del sector público distintos a la Administración General del Estado, sus organismos autónomos o las Entidades Gestoras y Servicios Comunes de la Seguridad Social, o cuando, aún siendo adjudicados por estos sujetos, se trate de contratos de la categoría 5 consistentes en servicios de difusión de emisiones de televisión y de radio, servicios de conexión o servicios integrados de telecomunicaciones, o contratos de la categoría 8, según se definen estas categorías en el Anexo II.

2. En el supuesto previsto en el artículo 88.7, cuando el valor acumulado de los lotes en que se divida la compra de servicios iguale o supere los importes indicados en el apartado anterior, se aplicarán las normas de la regulación armonizada a la adjudicación de cada lote. No obstante, los órganos de contratación podrán exceptuar de estas normas a los lotes cuyo valor estimado sea inferior a 80.000 euros, siempre que el importe acumulado de los lotes exceptuados no sobrepase el 20 por 100 del valor acumulado de la totalidad de los mismos.

Artículo 17. *Contratos subvencionados sujetos a una regulación armonizada.*

1. Son contratos subvencionados sujetos a una regulación armonizada los contratos de obras y los contratos de servicios definidos conforme a lo previsto en los artículos 6 y 10, respectivamente, que sean subvencionados, de forma directa y en más de un 50 por 100 de su importe, por entidades que tengan la consideración de poderes adjudicadores, siempre que pertenezcan a alguna de las categorías siguientes:

a) Contratos de obras que tengan por objeto actividades de ingeniería civil de la sección F, división 45, grupo 45.2 de la Nomenclatura General de Actividades Económicas de las Comunidades Europeas (NACE), o la construcción de hospitales, centros deportivos, recreativos o de ocio, edificios escolares o universitarios y edificios de uso administrativo, siempre que su valor estimado sea igual o superior a 4.845.000 euros.

b) Contratos de servicios vinculados a un contrato de obras de los definidos en la letra a), cuyo valor estimado sea igual o superior a 193.000 euros.

2. Las normas previstas para los contratos subvencionados se aplicarán a aquéllos celebrados por particulares o por entidades del sector público que no tengan la consideración de poderes adjudicadores, en conjunción, en este último caso, con las restantes disposiciones de esta Ley que les sean de aplicación. Cuando el contrato subvencionado se adjudique por entidades del sector público que tengan la consideración de poder adjudicador, se aplicarán las normas de contratación previstas para estas entidades, de acuerdo con su naturaleza, salvo la relativa a la determinación de la competencia para resolver el recurso especial en materia de contratación y para adoptar medidas cautelares en el procedimiento de adjudicación, que se regirá, en todo caso, por la regla establecida en el artículo 41.

cve: BOE-A-2011-17887

*Sección 3.ª Contratos administrativos y contratos privados*

Artículo 18. *Régimen aplicable a los contratos del sector público.*

Los contratos del sector público pueden tener carácter administrativo o carácter privado.

Artículo 19. *Contratos administrativos.*

1. Tendrán carácter administrativo los contratos siguientes, siempre que se celebren por una Administración Pública:

a) Los contratos de obra, concesión de obra pública, gestión de servicios públicos, suministro, y servicios, así como los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado. No obstante, los contratos de servicios comprendidos en la categoría 6 del Anexo II y los que tengan por objeto la creación e interpretación artística y literaria y los de espectáculos comprendidos en la categoría 26 del mismo Anexo no tendrán carácter administrativo.

b) Los contratos de objeto distinto a los anteriormente expresados, pero que tengan naturaleza administrativa especial por estar vinculados al giro o tráfico específico de la Administración contratante o por satisfacer de forma directa o inmediata una finalidad pública de la específica competencia de aquélla, siempre que no tengan expresamente atribuido el carácter de contratos privados conforme al párrafo segundo del artículo 20.1, o por declararlo así una Ley.

2. Los contratos administrativos se regirán, en cuanto a su preparación, adjudicación, efectos y extinción, por esta Ley y sus disposiciones de desarrollo; supletoriamente se aplicarán las restantes normas de derecho administrativo y, en su defecto, las normas de derecho privado. No obstante, a los contratos administrativos especiales a que se refiere la letra b) del apartado anterior les serán de aplicación, en primer término, sus normas específicas.

Artículo 20. *Contratos privados.*

1. Tendrán la consideración de contratos privados los celebrados por los entes, organismos y entidades del sector público que no reúnan la condición de Administraciones Públicas.

Igualmente, son contratos privados los celebrados por una Administración Pública que tengan por objeto servicios comprendidos en la categoría 6 del Anexo II, la creación e interpretación artística y literaria o espectáculos comprendidos en la categoría 26 del mismo Anexo, y la suscripción a revistas, publicaciones periódicas y bases de datos, así como cualesquiera otros contratos distintos de los contemplados en el apartado 1 del artículo anterior.

2. Los contratos privados se regirán, en cuanto a su preparación y adjudicación, en defecto de normas específicas, por la presente ley y sus disposiciones de desarrollo, aplicándose supletoriamente las restantes normas de derecho administrativo o, en su caso, las normas de derecho privado, según corresponda por razón del sujeto o entidad contratante. En cuanto a sus efectos y extinción, estos contratos se regirán por el derecho privado.

No obstante, serán de aplicación a estos contratos las normas contenidas en el Título V del Libro I, sobre modificación de los contratos.

Artículo 21. *Jurisdicción competente.*

1. El orden jurisdiccional contencioso-administrativo será el competente para resolver las cuestiones litigiosas relativas a la preparación, adjudicación, efectos, cumplimiento y extinción de los contratos administrativos. Igualmente corresponderá a

cve: BOE-A-2011-17887

este orden jurisdiccional el conocimiento de las cuestiones que se susciten en relación con la preparación y adjudicación de los contratos privados de las Administraciones Públicas y de los contratos sujetos a regulación armonizada, incluidos los contratos subvencionados a que se refiere el artículo 17 así como de los contratos de servicios de las categorías 17 a 27 del Anexo II cuyo valor estimado sea igual o superior a 193.000 euros que pretendan concertar entes, organismos o entidades que, sin ser Administraciones Públicas, tengan la condición de poderes adjudicadores. También conocerá de los recursos interpuestos contra las resoluciones que se dicten por los órganos de resolución de recursos previstos en el artículo 41 de esta Ley.

2. El orden jurisdiccional civil será el competente para resolver las controversias que surjan entre las partes en relación con los efectos, cumplimiento y extinción de los contratos privados. Este orden jurisdiccional será igualmente competente para conocer de cuantas cuestiones litigiosas afecten a la preparación y adjudicación de los contratos privados que se celebren por los entes y entidades sometidos a esta Ley que no tengan el carácter de Administración Pública, siempre que estos contratos no estén sujetos a una regulación armonizada.

3. El conocimiento de las cuestiones litigiosas que se susciten por aplicación de los preceptos contenidos en la sección 4.ª del Capítulo II del Título II del Libro IV de esta Ley será competencia del orden jurisdiccional civil, salvo para las actuaciones en ejercicio de las obligaciones y potestades administrativas que, con arreglo a lo dispuesto en dichos preceptos, se atribuyen a la Administración concedente, y en las que será competente el orden jurisdiccional contencioso-administrativo.

# LIBRO PRIMERO

## Configuración general de la contratación del sector público y elementos estructurales de los contratos

## TÍTULO I

## Disposiciones generales sobre la contratación del sector público

### CAPÍTULO I

### Racionalidad y consistencia de la contratación del sector público

Artículo 22. *Necesidad e idoneidad del contrato y eficiencia en la contratación.*

1. Los entes, organismos y entidades del sector público no podrán celebrar otros contratos que aquellos que sean necesarios para el cumplimiento y realización de sus fines institucionales. A tal efecto, la naturaleza y extensión de las necesidades que pretenden cubrirse mediante el contrato proyectado, así como la idoneidad de su objeto y contenido para satisfacerlas, deben ser determinadas con precisión, dejando constancia de ello en la documentación preparatoria, antes de iniciar el procedimiento encaminado a su adjudicación.

2. Los entes, organismos y entidades del sector público velarán por la eficiencia y el mantenimiento de los términos acordados en la ejecución de los procesos de contratación pública, favorecerán la agilización de trámites, valorarán la innovación y la incorporación de alta tecnología como aspectos positivos en los procedimientos de contratación pública y promoverán la participación de la pequeña y mediana empresa y el acceso sin coste a la información, en los términos previstos en la presente Ley.

Artículo 23. *Plazo de duración de los contratos.*

1. Sin perjuicio de las normas especiales aplicables a determinados contratos, la duración de los contratos del sector público deberá establecerse teniendo en cuenta la

cve: BOE-A-2011-17887

naturaleza de las prestaciones, las características de su financiación y la necesidad de someter periódicamente a concurrencia la realización de las mismas.

2. El contrato podrá prever una o varias prórrogas siempre que sus características permanezcan inalterables durante el período de duración de éstas y que la concurrencia para su adjudicación haya sido realizada teniendo en cuenta la duración máxima del contrato, incluidos los períodos de prórroga.

La prórroga se acordará por el órgano de contratación y será obligatoria para el empresario, salvo que el contrato expresamente prevea lo contrario, sin que pueda producirse por el consentimiento tácito de las partes.

3. Los contratos menores definidos en el artículo 138.3 no podrán tener una duración superior a un año ni ser objeto de prórroga.

Artículo 24. *Ejecución de obras y fabricación de bienes muebles por la Administración, y ejecución de servicios con la colaboración de empresarios particulares.*

1. La ejecución de obras podrá realizarse por los servicios de la Administración, ya sea empleando exclusivamente medios propios o con la colaboración de empresarios particulares siempre que el importe de la parte de obra a cargo de éstos sea inferior a 4.845.000 euros, cuando concurra alguna de estas circunstancias:

a) Que la Administración tenga montadas fábricas, arsenales, maestranzas o servicios técnicos o industriales suficientemente aptos para la realización de la prestación, en cuyo caso deberá normalmente utilizarse este sistema de ejecución.

b) Que la Administración posea elementos auxiliares utilizables, cuyo empleo suponga una economía superior al 5 por 100 del importe del presupuesto del contrato o una mayor celeridad en su ejecución, justificándose, en este caso, las ventajas que se sigan de la misma.

c) Que no haya habido ofertas de empresarios en la licitación previamente efectuada.

d) Cuando se trate de un supuesto de emergencia, de acuerdo con lo previsto en el artículo 113.

e) Cuando, dada la naturaleza de la prestación, sea imposible la fijación previa de un precio cierto o la de un presupuesto por unidades simples de trabajo.

f) Cuando sea necesario relevar al contratista de realizar algunas unidades de obra por no haberse llegado a un acuerdo en los precios contradictorios correspondientes.

g) Las obras de mera conservación y mantenimiento, definidas en el artículo 122.5.

h) Excepcionalmente, la ejecución de obras definidas en virtud de un anteproyecto, cuando no se aplique el artículo 150.3.a).

En casos distintos de los contemplados en las letras d), g) y h), deberá redactarse el correspondiente proyecto, cuyo contenido se fijará reglamentariamente.

2. La fabricación de bienes muebles podrá efectuarse por los servicios de la Administración, ya sea empleando de forma exclusiva medios propios o con la colaboración de empresarios particulares siempre que el importe de la parte de la prestación a cargo de éstos sea inferior a las cantidades señaladas en el artículo 15, cuando concurra alguna de las circunstancias previstas en las letras a), c), d) y e) del apartado anterior, o cuando, en el supuesto definido en la letra b) de este mismo apartado, el ahorro que pueda obtenerse sea superior al 20 por 100 del presupuesto del suministro o pueda obtenerse una mayor celeridad en su ejecución.

Se exceptúan de estas limitaciones aquellos suministros que, por razones de defensa o de interés militar, resulte conveniente que se ejecuten por la Administración.

3. La realización de servicios en colaboración con empresarios particulares podrá llevarse a cabo siempre que su importe sea inferior a las cantidades establecidas en el artículo 16, y concurra alguna de las circunstancias mencionadas en el apartado anterior, en lo que sean de aplicación a estos contratos.

cve: BOE-A-2011-17887

Se exceptúan de estas limitaciones los servicios de la categoría 1 del anexo II cuando estén referidos al mantenimiento de bienes incluidos en el ámbito definido por el artículo 346 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

4. Cuando la ejecución de las obras, la fabricación de los bienes muebles, o la realización de los servicios se efectúe en colaboración con empresarios particulares, los contratos que se celebren con éstos tendrán carácter administrativo especial, sin constituir contratos de obras, suministros o servicios, por estar la ejecución de los mismos a cargo del órgano gestor de la Administración. La selección del empresario colaborador se efectuará por los procedimientos de adjudicación establecidos en el artículo 138, salvo en el caso previsto en la letra d) del apartado 1 de este artículo. En los supuestos de obras incluidas en las letras a) y b) del apartado 1, la contratación con colaboradores no podrá sobrepasar el 50 por 100 del importe total del proyecto.

5. La autorización de la ejecución de obras y de la fabricación de bienes muebles y, en su caso, la aprobación del proyecto, corresponderá al órgano competente para la aprobación del gasto o al órgano que determinen las disposiciones orgánicas de las Comunidades Autónomas, en su respectivo ámbito.

6. A los efectos previstos en este artículo y en el artículo 4.1.n), los entes, organismos y entidades del sector público podrán ser considerados medios propios y servicios técnicos de aquellos poderes adjudicadores para los que realicen la parte esencial de su actividad cuando éstos ostenten sobre los mismos un control análogo al que pueden ejercer sobre sus propios servicios. Si se trata de sociedades, además, la totalidad de su capital tendrá que ser de titularidad pública.

En todo caso, se entenderá que los poderes adjudicadores ostentan sobre un ente, organismo o entidad un control análogo al que tienen sobre sus propios servicios si pueden conferirles encomiendas de gestión que sean de ejecución obligatoria para ellos de acuerdo con instrucciones fijadas unilateralmente por el encomendante y cuya retribución se fije por referencia a tarifas aprobadas por la entidad pública de la que dependan.

La condición de medio propio y servicio técnico de las entidades que cumplan los criterios mencionados en este apartado deberá reconocerse expresamente por la norma que las cree o por sus estatutos, que deberán determinar las entidades respecto de las cuales tienen esta condición y precisar el régimen de las encomiendas que se les puedan conferir o las condiciones en que podrán adjudicárseles contratos, y determinará para ellas la imposibilidad de participar en licitaciones públicas convocadas por los poderes adjudicadores de los que sean medios propios, sin perjuicio de que, cuando no concurra ningún licitador, pueda encargárseles la ejecución de la prestación objeto de las mismas.

## CAPÍTULO II

## Libertad de pactos y contenido mínimo del contrato

### Artículo 25. *Libertad de pactos.*

1. En los contratos del sector público podrán incluirse cualesquiera pactos, cláusulas y condiciones, siempre que no sean contrarios al interés público, al ordenamiento jurídico y a los principios de buena administración.

2. Sólo podrán fusionarse prestaciones correspondientes a diferentes contratos en un contrato mixto cuando esas prestaciones se encuentren directamente vinculadas entre sí y mantengan relaciones de complementariedad que exijan su consideración y tratamiento como una unidad funcional dirigida a la satisfacción de una determinada necesidad o a la consecución de un fin institucional propio del ente, organismo o entidad contratante.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 26. *Contenido mínimo del contrato.*

1. Salvo que ya se encuentren recogidas en los pliegos, los contratos que celebren los entes, organismos y entidades del sector público deben incluir, necesariamente, las siguientes menciones:

a) La identificación de las partes.
b) La acreditación de la capacidad de los firmantes para suscribir el contrato.
c) Definición del objeto del contrato.
d) Referencia a la legislación aplicable al contrato.
e) La enumeración de los documentos que integran el contrato. Si así se expresa en el contrato, esta enumeración podrá estar jerarquizada, ordenándose según el orden de prioridad acordado por las partes, en cuyo supuesto, y salvo caso de error manifiesto, el orden pactado se utilizará para determinar la prevalencia respectiva, en caso de que existan contradicciones entre diversos documentos.
f) El precio cierto, o el modo de determinarlo.
g) La duración del contrato o las fechas estimadas para el comienzo de su ejecución y para su finalización, así como la de la prórroga o prórrogas, si estuviesen previstas.
h) Las condiciones de recepción, entrega o admisión de las prestaciones.
i) Las condiciones de pago.
j) Los supuestos en que procede la resolución.
k) El crédito presupuestario o el programa o rúbrica contable con cargo al que se abonará el precio, en su caso.
l) La extensión objetiva y temporal del deber de confidencialidad que, en su caso, se imponga al contratista.

2. El documento contractual no podrá incluir estipulaciones que establezcan derechos y obligaciones para las partes distintos de los previstos en los pliegos, concretados, en su caso, en la forma que resulte de la proposición del adjudicatario, o de los precisados en el acto de adjudicación del contrato de acuerdo con lo actuado en el procedimiento, de no existir aquéllos.

## CAPÍTULO III

## Perfección y forma del contrato

Artículo 27. *Perfección de los contratos.*

1. Los contratos que celebren los poderes adjudicadores se perfeccionan con su formalización. Los contratos subvencionados que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 17 de esta Ley, deban considerarse sujetos a regulación armonizada, se perfeccionarán de conformidad con la legislación por la que se rijan. Las partes deberán notificar su formalización al órgano que otorgó la subvención.
2. Salvo que se indique otra cosa en su clausulado, los contratos del sector público se entenderán celebrados en el lugar donde se encuentre la sede del órgano de contratación.

Artículo 28. *Carácter formal de la contratación del sector público.*

1. Los entes, organismos y entidades del sector público no podrán contratar verbalmente, salvo que el contrato tenga, conforme a lo señalado en el artículo 113.1, carácter de emergencia.
2. Los contratos que celebren las Administraciones Públicas se formalizarán de acuerdo con lo previsto en el artículo 156, sin perjuicio de lo señalado para los contratos menores en el artículo 111.

cve: BOE-A-2011-17887

3. Los contratos que celebren otros entes, organismos y entidades del sector público, cuando sean susceptibles de recurso especial en materia de contratación conforme al artículo 40.1 deberán formalizarse en los plazos establecidos en el artículo 156.3.

## CAPÍTULO IV

## Remisión de información a efectos estadísticos y de fiscalización

Artículo 29. *Remisión de contratos al Tribunal de Cuentas.*

1. Dentro de los tres meses siguientes a la formalización del contrato, para el ejercicio de la función fiscalizadora, deberá remitirse al Tribunal de Cuentas u órgano externo de fiscalización de la Comunidad Autónoma una copia certificada del documento en el que se hubiere formalizado aquél, acompañada de un extracto del expediente del que se derive, siempre que la cuantía del contrato exceda de 600.000 euros, tratándose de obras, concesiones de obras públicas, gestión de servicios públicos y contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado; de 450.000 euros, tratándose de suministros, y de 150.000 euros, en los de servicios y en los contratos administrativos especiales.

2. Igualmente se comunicarán al Tribunal de Cuentas u órgano externo de fiscalización de la Comunidad Autónoma las modificaciones, prórrogas o variaciones de plazos, las variaciones de precio y el importe final, la nulidad y la extinción normal o anormal de los contratos indicados.

3. Lo dispuesto en los dos apartados anteriores se entenderá sin perjuicio de las facultades del Tribunal de Cuentas o, en su caso, de los correspondientes órganos de fiscalización externos de las Comunidades Autónomas para reclamar cuantos datos, documentos y antecedentes estime pertinentes con relación a los contratos de cualquier naturaleza y cuantía.

4. Las comunicaciones a que se refiere este artículo se efectuarán por el órgano de contratación en el ámbito de la Administración General del Estado y de los entes, organismos y entidades del sector público dependientes de ella.

Artículo 30. *Datos estadísticos.*

En el mismo plazo señalado en el artículo anterior se remitirá por el órgano de contratación a la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado la información sobre los contratos que reglamentariamente se determine, a efectos del cumplimiento de la normativa internacional. Asimismo se informará a la mencionada Junta de los casos de modificación, prórroga o variación del plazo, las variaciones de precio y el importe final de los contratos, la nulidad y la extinción normal o anormal de los mismos.

Las Comunidades Autónomas que cuenten con Registros de Contratos podrán dar cumplimiento a estas previsiones a través de la comunicación entre Registros.

## CAPÍTULO V

## Régimen de invalidez

### *Sección 1.ª Régimen general*

Artículo 31. *Supuestos de invalidez.*

Además de los casos en que la invalidez derive de la ilegalidad de su clausulado, los contratos de las Administraciones Públicas y los contratos sujetos a regulación armonizada, incluidos los contratos subvencionados a que se refiere el artículo 17, serán inválidos cuando lo sea alguno de sus actos preparatorios o el de adjudicación, por concurrir en los mismos alguna de las causas de derecho administrativo o de derecho civil a que se refieren los artículos siguientes.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 32. *Causas de nulidad de derecho administrativo.*

Son causas de nulidad de derecho administrativo las siguientes:

a) Las indicadas en el artículo 62.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

b) La falta de capacidad de obrar o de solvencia económica, financiera, técnica o profesional, debidamente acreditada, del adjudicatario, o el estar éste incurso en alguna de las prohibiciones para contratar señaladas en el artículo 60.

c) La carencia o insuficiencia de crédito, de conformidad con lo establecido en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, o en las normas presupuestarias de las restantes Administraciones Públicas sujetas a esta Ley, salvo los supuestos de emergencia.

Artículo 33. *Causas de anulabilidad de derecho administrativo.*

Son causas de anulabilidad de derecho administrativo las demás infracciones del ordenamiento jurídico y, en especial, las de las reglas contenidas en la presente Ley, de conformidad con el artículo 63 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

Artículo 34. *Revisión de oficio.*

1. La revisión de oficio de los actos preparatorios y de los actos de adjudicación de los contratos de las Administraciones Públicas y de los contratos sujetos a regulación armonizada se efectuará de conformidad con lo establecido en el Capítulo primero del Título VII de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

2. Sin perjuicio de lo que, para el ámbito de las Comunidades Autónomas, establezcan sus normas respectivas que, en todo caso, deberán atribuir esta competencia a un órgano cuyas resoluciones agoten la vía administrativa, serán competentes para declarar la nulidad de estos actos o declarar su lesividad el órgano de contratación, cuando se trate de contratos de una Administración Pública, o el titular del departamento, órgano, ente u organismo al que esté adscrita la entidad contratante o al que corresponda su tutela, cuando ésta no tenga el carácter de Administración Pública. En este último caso, si la entidad contratante estuviera vinculada a más de una Administración, será competente el órgano correspondiente de la que ostente el control o participación mayoritaria.

En el supuesto de contratos subvencionados, la competencia corresponderá al titular del departamento, órgano, ente u organismo que hubiese otorgado la subvención, o al que esté adscrita la entidad que la hubiese concedido, cuando ésta no tenga el carácter de Administración Pública. En el supuesto de concurrencia de subvenciones por parte de distintos sujetos del sector público, la competencia se determinará atendiendo a la subvención de mayor cuantía y, a igualdad de importe, atendiendo a la subvención primeramente concedida.

3. Salvo determinación expresa en contrario, la competencia para declarar la nulidad o la lesividad se entenderá delegada conjuntamente con la competencia para contratar. No obstante, la facultad de acordar una indemnización por perjuicios en caso de nulidad no será susceptible de delegación, debiendo resolver sobre la misma, en todo caso, el órgano delegante; a estos efectos, si se estimase pertinente reconocer una indemnización, se elevará el expediente al órgano delegante, el cual, sin necesidad de avocación previa y expresa, resolverá lo procedente sobre la declaración de nulidad conforme a lo previsto en el artículo 102.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

4. En los supuestos de nulidad y anulabilidad, y en relación con la suspensión de la ejecución de los actos de los órganos de contratación, se estará a lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 35. *Efectos de la declaración de nulidad.*

1. La declaración de nulidad de los actos preparatorios del contrato o de la adjudicación, cuando sea firme, llevará en todo caso consigo la del mismo contrato, que entrará en fase de liquidación, debiendo restituirse las partes recíprocamente las cosas que hubiesen recibido en virtud del mismo y si esto no fuese posible se devolverá su valor. La parte que resulte culpable deberá indemnizar a la contraria de los daños y perjuicios que haya sufrido.

2. La nulidad de los actos que no sean preparatorios sólo afectará a éstos y sus consecuencias.

3. Si la declaración administrativa de nulidad de un contrato produjese un grave trastorno al servicio público, podrá disponerse en el mismo acuerdo la continuación de los efectos de aquél y bajo sus mismas cláusulas, hasta que se adopten las medidas urgentes para evitar el perjuicio.

Artículo 36. *Causas de invalidez de derecho civil.*

La invalidez de los contratos por causas reconocidas en el derecho civil, en cuanto resulten de aplicación a los contratos a que se refiere el artículo 31, se sujetará; a los requisitos y plazos de ejercicio de las acciones establecidos en el ordenamiento civil, pero el procedimiento para hacerlas valer se someterá a lo previsto en los artículos anteriores para los actos y contratos administrativos anulables.

*Sección 2.ª Supuestos especiales de nulidad*

Artículo 37. *Supuestos especiales de nulidad contractual.*

1. Los contratos sujetos a regulación armonizada a que se refieren los artículos 13 a 17, ambos inclusive, de esta Ley así como los contratos de servicios comprendidos en las categorías 17 a 27 del Anexo II cuyo valor estimado sea igual o superior a 193.000 euros serán nulos en los siguientes casos:

a) Cuando el contrato se haya adjudicado sin cumplir previamente con el requisito de publicación del anuncio de licitación en el «Diario Oficial de la Unión Europea», en aquellos casos en que sea preceptivo, de conformidad con el artículo 142.

b) Cuando no se hubiese respetado el plazo de quince días hábiles previsto en el artículo 156.3 para la formalización del contrato siempre que concurran los dos siguientes requisitos:

1.º Que por esta causa el licitador se hubiese visto privado de la posibilidad de interponer el recurso regulado en los artículos 40 y siguientes y,

2.º que, además, concurra alguna infracción de los preceptos que regulan el procedimiento de adjudicación de los contratos que le hubiera impedido obtener ésta.

c) Cuando a pesar de haberse interpuesto el recurso especial en materia de contratación a que se refieren los artículos 40 y siguientes, se lleve a efecto la formalización del contrato sin tener en cuenta la suspensión automática del acto de adjudicación en los casos en que fuera procedente, y sin esperar a que el órgano independiente hubiese dictado resolución sobre el mantenimiento o no de la suspensión del acto recurrido.

d) Tratándose de un contrato basado en un acuerdo marco del artículo 196 celebrado con varios empresarios que por su valor estimado deba ser considerado sujeto a regulación armonizada, si se hubieran incumplido las normas sobre adjudicación establecidas en párrafo segundo del artículo 198.4.

e) Cuando se trate de la adjudicación de un contrato específico basado en un sistema dinámico de contratación en el que estuviesen admitidos varios empresarios, siempre que el contrato a adjudicar esté sujeto a regulación armonizada y se hubieran

cve: BOE-A-2011-17887

incumplido las normas establecidas en el artículo 202 sobre adjudicación de tales contratos.

2. No obstante lo dispuesto en el apartado anterior, no procederá la declaración de nulidad a que se refiere este artículo en el supuesto de la letra a) del apartado anterior si concurren conjuntamente las tres circunstancias siguientes:

a) Que de conformidad con el criterio del órgano de contratación el contrato esté incluido en alguno de los supuestos de exención de publicación del anuncio de licitación en el «Diario Oficial de la Unión Europea» previstos en esta Ley.

b) Que el órgano de contratación publique en el «Diario Oficial de la Unión Europea» un anuncio de transparencia previa voluntaria en el que se manifieste su intención de celebrar el contrato y que contenga los siguientes extremos:

– Identificación del órgano de contratación.
– Descripción de la finalidad del contrato.
– Justificación de la decisión de adjudicar el contrato sin el requisito de publicación del artículo 142.
– Identificación del adjudicatario del contrato.
– Cualquier otra información que el órgano de contratación considere relevante.

c) Que el contrato no se haya perfeccionado hasta transcurridos diez días hábiles a contar desde el siguiente al de publicación del anuncio.

3. No procederá la declaración de nulidad a que se refiere este artículo en los supuestos de las letras d) y e) si concurren conjuntamente las dos condiciones siguientes:

a) Que el órgano de contratación haya notificado a todos los licitadores afectados la adjudicación del contrato y, si lo solicitan, los motivos del rechazo de su candidatura o de su proposición y de las características de la proposición del adjudicatario que fueron determinantes de la adjudicación a su favor, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 153 en cuanto a los datos cuya comunicación no fuera procedente.

b) Que el contrato no se hubiera perfeccionado hasta transcurridos quince días hábiles desde el siguiente al de la remisión de la notificación a los licitadores afectados.

Artículo 38. *Consecuencias jurídicas de la declaración de nulidad en los supuestos del artículo anterior.*

1. La declaración de nulidad por las causas previstas en el artículo anterior producirá los efectos establecidos en el artículo 35.1 de esta Ley.

2. El órgano competente para declarar la nulidad, sin embargo, podrá no declararla y acordar el mantenimiento de los efectos del contrato, si, atendiendo las circunstancias excepcionales que concurran, considera que existen razones imperiosas de interés general que lo exijan.

Sólo se considerará que los intereses económicos constituyen las razones imperiosas mencionadas en el primer párrafo de este apartado en los casos excepcionales en que la declaración de nulidad del contrato dé lugar a consecuencias desproporcionadas.

Asimismo, no se considerará que constituyen razones imperiosas de interés general, los intereses económicos directamente vinculados al contrato en cuestión, tales como los costes derivados del retraso en la ejecución del contrato, de la convocatoria de un nuevo procedimiento de contratación, del cambio del operador económico que habrá de ejecutar el contrato o de las obligaciones jurídicas derivadas de la nulidad.

La resolución por la que se acuerde el mantenimiento de los efectos del contrato deberé ser objeto de publicación en el perfil de contratante previsto en el artículo 53 de esta Ley.

cve: BOE-A-2011-17887

3. En el caso previsto en el apartado anterior, la declaración de nulidad deberá sustituirse por alguna de las sanciones alternativas siguientes:

a) La imposición de multas al poder adjudicador por un importe que no podrá ser inferior al 5 por 100 ni superar el 20 por 100 del precio de adjudicación del contrato. Cuando se trate de poderes adjudicadores cuya contratación se efectúe a través de diferentes órganos de contratación, la sanción alternativa recaerá sobre el presupuesto del departamento, consejería u órgano correspondiente que hubiera adjudicado el contrato.

Para determinar la cuantía en la imposición de las multas, el órgano competente tomará en consideración la reiteración, el porcentaje del contrato que haya sido ejecutado o el daño causado a los intereses públicos o, en su caso, al licitador, de tal forma que éstas sean eficaces, proporcionadas y disuasorias.

b) La reducción proporcionada de la duración del contrato. En este caso, el órgano competente tomará en consideración la reiteración, el porcentaje del contrato que haya sido ejecutado o el daño causado a los intereses públicos o, en su caso, al licitador. Asimismo determinará la indemnización que corresponda al contratista por el lucro cesante derivado de la reducción temporal del contrato, siempre que la infracción que motive la sanción alternativa no le sea imputable.

4. Lo dispuesto en todos los apartados anteriores se entenderá sin perjuicio de las sanciones de carácter disciplinario que corresponda imponer al responsable de las infracciones legales.

Artículo 39. *Interposición de la cuestión de nulidad.*

1. La cuestión de nulidad, en los casos a que se refiere el artículo 37.1, deberá plantearse ante el órgano previsto en el artículo 41 que será el competente para tramitar el procedimiento y resolverla.

2. Podrá plantear la cuestión de nulidad, en tales casos, toda persona física o jurídica cuyos derechos o intereses legítimos se hayan visto perjudicados o puedan resultar afectados por los supuestos de nulidad del artículo 37. El órgano competente, sin embargo, podrá inadmitirla cuando el interesado hubiera interpuesto recurso especial regulado en los artículos 40 y siguientes sobre el mismo acto habiendo respetado el órgano de contratación la suspensión del acto impugnado y la resolución dictada.

3. El plazo para la interposición de la cuestión de nulidad será de treinta días hábiles a contar:

a) Desde la publicación de la adjudicación del contrato en la forma prevista en el artículo 154.2, incluyendo las razones justificativas de la no publicación de la licitación en el «Diario Oficial de la Unión Europea»,

b) o desde la notificación a los licitadores afectados, de los motivos del rechazo de su candidatura o de su proposición y de las características de la proposición del adjudicatario que fueron determinantes de la adjudicación a su favor, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 153 en cuanto a los datos cuya comunicación no fuera procedente.

4. Fuera de los casos previstos en el apartado anterior, la cuestión de nulidad deberá interponerse antes de que transcurran seis meses a contar desde la formalización del contrato.

5. La cuestión de nulidad se tramitará de conformidad con lo dispuesto en los artículos 44 y siguientes con las siguientes salvedades:

a) No será de aplicación lo dispuesto en el artículo 44.1 en cuanto a la exigencia de anunciar la interposición del recurso.

b) La interposición de la cuestión de nulidad no producirá efectos suspensivos de ninguna clase por sí sola.

c) El plazo establecido en el artículo 43.2, párrafo segundo y en el 46.3 para que el órgano de contratación formule alegaciones en relación con la solicitud de medidas cautelares se elevará a siete días hábiles.

cve: BOE-A-2011-17887

d) El plazo establecido en el artículo 46.2 para la remisión del expediente por el órgano de contratación, acompañado del correspondiente informe, se elevará a siete días hábiles.

e) En la resolución de la cuestión de nulidad, el órgano competente para dictarla deberá resolver también sobre la procedencia de aplicar las sanciones alternativas si el órgano de contratación lo hubiera solicitado en el informe que debe acompañar la remisión del expediente administrativo.

f) Cuando el órgano de contratación no lo hubiera solicitado en la forma establecida en la letra anterior podrá hacerlo en el trámite de ejecución de la resolución. En tal caso el órgano competente, previa audiencia por plazo de cinco días a las partes comparecidas en el procedimiento, resolverá sobre la procedencia o no de aplicar la sanción alternativa solicitada dentro de los cinco días siguientes al transcurso del plazo anterior. Contra esta resolución cabrá interponer recurso en los mismos términos previstos para las resoluciones dictadas resolviendo sobre el fondo.

## CAPÍTULO VI

## Régimen especial de revisión de decisiones en materia de contratación y medios alternativos de resolución de conflictos

Artículo 40. *Recurso especial en materia de contratación: Actos recurribles.*

1. Serán susceptibles de recurso especial en materia de contratación previo a la interposición del contencioso-administrativo, los actos relacionados en el apartado 2 de este mismo artículo, cuando se refieran a los siguientes tipos de contratos que pretendan concertar las Administraciones Públicas y las entidades que ostenten la condición de poderes adjudicadores:

a) Contratos de obras, concesión de obras públicas, de suministro, de servicios, de colaboración entre el Sector Público y el Sector Privado y acuerdos marco, sujetos a regulación armonizada.

b) Contratos de servicios comprendidos en las categorías 17 a 27 del Anexo II de esta Ley cuyo valor estimado sea igual o superior a 193.000 euros y

c) contratos de gestión de servicios públicos en los que el presupuesto de gastos de primer establecimiento, excluido el importe del Impuesto sobre el Valor Añadido, sea superior a 500.000 euros y el plazo de duración superior a cinco años.

Serán también susceptibles de este recurso los contratos subvencionados a que se refiere el artículo 17.

2. Podrán ser objeto del recurso los siguientes actos:

a) Los anuncios de licitación, los pliegos y los documentos contractuales que establezcan las condiciones que deban regir la contratación.

b) Los actos de trámite adoptados en el procedimiento de adjudicación, siempre que éstos decidan directa o indirectamente sobre la adjudicación, determinen la imposibilidad de continuar el procedimiento o produzcan indefensión o perjuicio irreparable a derechos o intereses legítimos. Se considerarán actos de trámite que determinan la imposibilidad de continuar el procedimiento los actos de la Mesa de Contratación por los que se acuerde la exclusión de licitadores.

c) Los acuerdos de adjudicación adoptados por los poderes adjudicadores.

Sin embargo, no serán susceptibles de recurso especial en materia de contratación los actos de los órganos de contratación dictados en relación con las modificaciones contractuales no previstas en el pliego que, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 105 a 107, sea preciso realizar una vez adjudicados los contratos tanto si acuerdan como si no la resolución y la celebración de nueva licitación.

cve: BOE-A-2011-17887

3. Los defectos de tramitación que afecten a actos distintos de los contemplados en el apartado 2 podrán ser puestos de manifiesto por los interesados al órgano al que corresponda la instrucción del expediente o al órgano de contratación, a efectos de su corrección, y sin perjuicio de que las irregularidades que les afecten puedan ser alegadas por los interesados al recurrir el acto de adjudicación.

4. No se dará este recurso en relación con los procedimientos de adjudicación que se sigan por el trámite de emergencia regulado en el artículo 113 de esta Ley.

5. No procederá la interposición de recursos administrativos ordinarios contra los actos enumerados en este artículo, salvo la excepción prevista en el siguiente con respecto a las Comunidades Autónomas.

Los actos que se dicten en los procedimientos de adjudicación de contratos administrativos que no reúnan los requisitos del apartado 1, podrán ser objeto de recurso de conformidad con lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en la Ley 29/1998, de 13 de julio, Reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

6. El recurso especial regulado en este artículo y los siguientes tendrá carácter potestativo.

Artículo 41. *Órgano competente para la resolución del recurso.*

1. En el ámbito de la Administración General del Estado, el conocimiento y resolución de los recursos a que se refiere el artículo anterior estará encomendado a un órgano especializado que actuará con plena independencia funcional en el ejercicio de sus competencias. Este Tribunal conocerá también de los recursos especiales que se susciten de conformidad con el artículo anterior contra los actos de los órganos competentes del Consejo General del Poder Judicial, del Tribunal Constitucional y del Tribunal de Cuentas.

A estos efectos se crea el Tribunal Administrativo Central de Recursos Contractuales que estará adscrito al Ministerio de Economía y Hacienda y compuesto por un Presidente y un mínimo de dos vocales. Reglamentariamente podrá incrementarse el número de vocales que hayan de integrar el Tribunal cuando el volumen de asuntos sometidos a su conocimiento lo aconseje.

Podrán ser designados vocales de este Tribunal los funcionarios de carrera de cuerpos y escalas a los que se acceda con título de licenciado o de grado y que hayan desempeñado su actividad profesional por tiempo superior a quince años, preferentemente en el ámbito del Derecho Administrativo relacionado directamente con la contratación pública.

El Presidente del Tribunal deberá ser funcionario de carrera, de cuerpo o escala para cuyo acceso sea requisito necesario el título de licenciado o grado en Derecho y haber desempeñado su actividad profesional por tiempo superior a quince años, preferentemente en el ámbito del Derecho Administrativo relacionado directamente con la contratación pública.

En el caso de que los Vocales o el Presidente fueran designados entre funcionarios de carrera incluidos en el ámbito de aplicación de la Ley 7/2007, 12 de abril, del Estatuto Básico del Empleado Público, éstos deberán pertenecer a cuerpos o escalas clasificados en el Subgrupo A1 del artículo 76 de dicha Ley.

La designación del Presidente y los Vocales de este Tribunal se realizará por el Consejo de Ministros a propuesta conjunta de los Ministros de Economía y Hacienda y de Justicia.

Los designados tendrán carácter independiente e inamovible, y no podrán ser removidos de sus puestos sino por las causas siguientes:

a) Por expiración de su mandato.
b) Por renuncia aceptada por el Gobierno.
c) Por pérdida de la nacionalidad española.
d) Por incumplimiento grave de sus obligaciones.

cve: BOE-A-2011-17887

e) Por condena a pena privativa de libertad o de inhabilitación absoluta o especial para empleo o cargo público por razón de delito.

f) Por incapacidad sobrevenida para el ejercicio de su función.

La remoción por las causas previstas en las letras c), d), e) y f) se acordará por el Gobierno previo expediente.

La duración del nombramiento efectuado de conformidad con este apartado será de seis años y no podrá prorrogarse. Ello no obstante, la primera renovación del Tribunal se hará de forma parcial a los tres años del nombramiento. A este respecto, antes de cumplirse el plazo indicado se determinará, mediante sorteo, los vocales que deban cesar.

En cualquier caso, cesado un vocal, éste continuará en el ejercicio de sus funciones hasta que tome posesión de su cargo el que lo haya de sustituir.

Serán de aplicación al régimen de constitución y funcionamiento del Tribunal las disposiciones de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. Los órganos competentes de las Cortes Generales establecerán, en su caso, el órgano que deba conocer, en su ámbito de contratación, del recurso especial regulado en este Capítulo, respetando las condiciones de cualificación, independencia e inamovilidad previstas en este artículo.

3. En el ámbito de las Comunidades Autónomas, así como en el de los órganos competentes de sus Asambleas Legislativas y de las instituciones autonómicas análogas al Tribunal de Cuentas y al Defensor del Pueblo la competencia para resolver los recursos será establecida por sus normas respectivas, debiendo crear un órgano independiente cuyo titular, o en el caso de que fuera colegiado al menos su Presidente, ostente cualificaciones jurídicas y profesionales que garanticen un adecuado conocimiento de las materias de que deba conocer. El nombramiento de los miembros de esta instancia independiente y la terminación de su mandato estarán sujetos en lo relativo a la autoridad responsable de su nombramiento, la duración de su mandato y su revocabilidad a condiciones que garanticen su independencia e inamovilidad.

Las Comunidades Autónomas podrán prever la interposición de recurso administrativo previo al contemplado en el artículo 40.

En este último caso, la ejecución de los actos de adjudicación impugnados quedará suspendida hasta que el órgano competente para resolverlo decida sobre el fondo de la cuestión planteada. En todo caso, si la resolución no fuese totalmente estimatoria, la suspensión persistirá en los términos previstos en el artículo 45.

Podrán las Comunidades Autónomas, asimismo, atribuir la competencia para la resolución de los recursos al Tribunal especial creado en el apartado 1 de este artículo. A tal efecto, deberán celebrar el correspondiente convenio con la Administración General del Estado, en el que se estipulen las condiciones en que la Comunidad sufragará los gastos derivados de esta asunción de competencias.

Las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla podrán designar sus propios órganos independientes ajustándose a los requisitos establecidos en este apartado para los órganos de las Comunidades Autónomas, o bien atribuir la competencia al Tribunal Administrativo Central de Recursos Contractuales celebrando al efecto un convenio en los términos previstos en el párrafo anterior.

4. En el ámbito de las Corporaciones Locales, la competencia para resolver los recursos será establecida por las normas de las Comunidades Autónomas cuando éstas tengan atribuida competencia normativa y de ejecución en materia de régimen local y contratación.

En el supuesto de que no exista previsión expresa en la legislación autonómica, la competencia corresponderá al mismo órgano al que las Comunidades Autónomas en cuyo territorio se integran las Corporaciones Locales hayan atribuido la competencia para resolver los recursos de su ámbito.

5. Cuando se trate de los recursos interpuestos contra actos de los poderes adjudicadores que no tengan la consideración de Administraciones Públicas, la

cve: BOE-A-2011-17887

competencia estará atribuida al órgano independiente que la ostente respecto de la Administración a que esté vinculada la entidad autora del acto recurrido.

Si la entidad contratante estuviera vinculada con más de una Administración, el órgano competente para resolver el recurso será aquél que tenga atribuida la competencia respecto de la que ostente el control o participación mayoritaria y, en caso de que todas o varias de ellas, ostenten una participación igual, ante el órgano que elija el recurrente de entre los que resulten competentes con arreglo a las normas de este apartado.

6. En los contratos subvencionados a que se refiere el último inciso del artículo 40.1 de esta Ley, la competencia corresponderá al órgano independiente que ejerza sus funciones respecto de la Administración a que esté adscrito el ente u organismo que hubiese otorgado la subvención, o al que esté adscrita la entidad que la hubiese concedido, cuando ésta no tenga el carácter de Administración Pública. En el supuesto de concurrencia de subvenciones por parte de distintos sujetos del sector público, la competencia se determinará atendiendo a la subvención de mayor cuantía y, a igualdad de importe, al órgano ante el que el recurrente decida interponer el recurso de entre los que resulten competentes con arreglo a las normas de este apartado.

Artículo 42. *Legitimación.*

Podrá interponer el correspondiente recurso especial en materia de contratación toda persona física o jurídica cuyos derechos o intereses legítimos se hayan visto perjudicados o puedan resultar afectados por las decisiones objeto de recurso.

Artículo 43. *Solicitud de medidas provisionales.*

1. Antes de interponer el recurso especial regulado en este Capítulo, las personas físicas y jurídicas, legitimadas para ello con arreglo a lo dispuesto en el artículo anterior, podrán solicitar ante el órgano competente para resolver el recurso la adopción de medidas provisionales. Tales medidas irán dirigidas a corregir infracciones de procedimiento o impedir que se causen otros perjuicios a los intereses afectados, y podrán estar incluidas, entre ellas, las destinadas a suspender o a hacer que se suspenda el procedimiento de adjudicación del contrato en cuestión o la ejecución de cualquier decisión adoptada por los órganos de contratación.

2. El órgano competente para resolver el recurso deberá adoptar decisión en forma motivada sobre las medidas provisionales dentro de los cinco días hábiles siguientes, a la presentación del escrito en que se soliciten.

A estos efectos, el órgano decisorio, en el mismo día en que se reciba la petición de la medida provisional, comunicará la misma al órgano de contratación, que dispondrá de un plazo de dos días hábiles, para presentar las alegaciones que considere oportunas referidas a la adopción de las medidas solicitadas o a las propuestas por el propio órgano decisorio. Si transcurrido este plazo no se formulasen alegaciones se continuará el procedimiento.

Si antes de dictar resolución se hubiese interpuesto el recurso, el órgano decisorio acumulará a éste la solicitud de medidas provisionales y resolverá sobre ellas en la forma prevista en el artículo 46.

Contra las resoluciones dictadas en este procedimiento no cabrá recurso alguno, sin perjuicio de los que procedan contra las resoluciones que se dicten en el procedimiento principal.

3. Cuando de la adopción de las medidas provisionales puedan derivarse perjuicios de cualquier naturaleza, la resolución podrá imponer la constitución de caución o garantía suficiente para responder de ellos, sin que aquéllas produzcan efectos hasta que dicha caución o garantía sea constituida.

Reglamentariamente se determinará la cuantía y forma de la garantía a constituir así como los requisitos para su devolución.

cve: BOE-A-2011-17887

4. La suspensión del procedimiento que pueda acordarse cautelarmente no afectará, en ningún caso, al plazo concedido para la presentación de ofertas o proposiciones por los interesados.

5. Las medidas provisionales que se soliciten y acuerden con anterioridad a la presentación del recurso especial en materia de contratación decaerán una vez transcurra el plazo establecido para su interposición sin que el interesado lo haya deducido.

Artículo 44. *Iniciación del procedimiento y plazo de interposición.*

1. Todo aquel que se proponga interponer recurso contra alguno de los actos indicados en el artículo 40.1 y 2 deberá anunciarlo previamente mediante escrito especificando el acto del procedimiento que vaya a ser objeto del mismo, presentado ante el órgano de contratación en el plazo previsto en el apartado siguiente para la interposición del recurso.

2. El procedimiento de recurso se iniciará mediante escrito que deberá presentarse en el plazo de quince días hábiles contados a partir del siguiente a aquel en que se remita la notificación del acto impugnado de conformidad con lo dispuesto en el artículo 151.4.

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior:

a) Cuando el recurso se interponga contra el contenido de los pliegos y demás documentos contractuales, el cómputo se iniciará a partir del día siguiente a aquel en que los mismos hayan sido recibidos o puestos a disposición de los licitadores o candidatos para su conocimiento conforme se dispone en el artículo 158 de esta Ley.

b) Cuando se interponga contra actos de trámite adoptados en el procedimiento de adjudicación o contra un acto resultante de la aplicación del procedimiento negociado sin publicidad, el cómputo se iniciará a partir del día siguiente a aquel en que se haya tenido conocimiento de la posible infracción.

c) Cuando se interponga contra el anuncio de licitación, el plazo comenzará a contarse a partir del día siguiente al de publicación.

3. La presentación del escrito de interposición deberá hacerse necesariamente en el registro del órgano de contratación o en el del órgano competente para la resolución del recurso.

4. En el escrito de interposición se hará constar el acto recurrido, el motivo que fundamente el recurso, los medios de prueba de que pretenda valerse el recurrente y, en su caso, las medidas de la misma naturaleza que las mencionadas en el artículo anterior, cuya adopción solicite.

A este escrito se acompañará:

a) El documento que acredite la representación del compareciente, salvo si figurase unido a las actuaciones de otro recurso pendiente ante el mismo órgano, en cuyo caso podrá solicitarse que se expida certificación para su unión al procedimiento.

b) El documento o documentos que acrediten la legitimación del actor cuando la ostente por habérsela transmitido otro por herencia o por cualquier otro título.

c) La copia o traslado del acto expreso que se recurra, o indicación del expediente en que haya recaído o del periódico oficial o perfil de contratante en que se haya publicado.

d) El documento o documentos en que funde su derecho.

e) El justificante de haber dado cumplimiento a lo establecido en el apartado 1 de este artículo. Sin este justificante no se dará curso al escrito de interposición, aunque su omisión podrá subsanarse de conformidad con lo establecido en el apartado siguiente.

5. Para la subsanación de los defectos que puedan afectar al escrito de recurso, se requerirá al interesado a fin de que, en un plazo tres días hábiles, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos, con indicación de que, si así no lo hiciera, se le tendrá por desistido de su petición, quedando suspendida la tramitación del expediente con los efectos previstos en el apartado 5 del artículo 42 de la Ley 30/1992, de 26 de

cve: BOE-A-2011-17887

noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Artículo 45. *Efectos derivados de la interposición del recurso.*

Una vez interpuesto el recurso, si el acto recurrido es el de adjudicación, quedará en suspenso la tramitación del expediente de contratación.

Artículo 46. *Tramitación del procedimiento.*

1. El procedimiento para tramitar los recursos especiales en materia de contratación se regirá por las disposiciones de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, con las especialidades que se recogen en los apartados siguientes.

2. Interpuesto el recurso, el órgano encargado de resolverlo lo notificará en el mismo día al órgano de contratación con remisión de la copia del escrito de interposición y reclamará el expediente de contratación a la entidad, órgano o servicio que lo hubiese tramitado, quien deberá remitirlo dentro de los dos días hábiles siguientes acompañado del correspondiente informe.

Si el recurso se hubiera interpuesto ante el órgano de contratación autor del acto impugnado, éste deberá remitirlo al órgano encargado de resolverlo dentro de los dos días hábiles siguientes a su recepción acompañado del expediente administrativo y del informe a que se refiere el párrafo anterior.

3. Dentro de los cinco días hábiles siguientes a la interposición del recurso, dará traslado del mismo a los restantes interesados, concediéndoles un plazo de cinco días hábiles para formular alegaciones, y, de forma simultánea a este trámite, decidirá, en el plazo de cinco días hábiles, acerca de las medidas cautelares si se hubiese solicitado la adopción de alguna en el escrito de interposición del recurso o se hubiera procedido a la acumulación prevista en el párrafo tercero del artículo 43.2. A la adopción de estas medidas será de aplicación, en todo caso, lo dispuesto en el artículo 43 en cuanto a la audiencia del órgano de contratación. Serán igualmente aplicables los apartados 3 y 4 del citado artículo.

Asimismo en este plazo, resolverá, en su caso, sobre si procede o no el mantenimiento de la suspensión automática prevista en el artículo anterior, entendiéndose vigente ésta en tanto no se dicte resolución expresa acordando el levantamiento. Si las medidas provisionales se hubieran solicitado después de la interposición del recurso, el órgano competente resolverá sobre ellas en los términos previstos en el párrafo anterior sin suspender el procedimiento principal.

4. Los hechos relevantes para la decisión del recurso podrán acreditarse por cualquier medio de prueba admisible en Derecho. Cuando los interesados lo soliciten o el órgano encargado de la resolución del recurso no tenga por ciertos los hechos alegados por los interesados o la naturaleza del procedimiento lo exija, podrá acordarse la apertura del período de prueba por plazo de diez días hábiles, a fin de que puedan practicarse cuantas juzgue pertinentes.

El órgano competente para la resolución del recurso podrá rechazar las pruebas propuestas por los interesados cuando sean manifiestamente improcedentes o innecesarias, mediante resolución motivada.

La práctica de las pruebas se anunciará con antelación suficiente a los interesados.

5. El órgano competente para la resolución del recurso deberá, en todo caso, garantizar la confidencialidad y el derecho a la protección de los secretos comerciales en relación con la información contenida en el expediente de contratación, sin perjuicio de que pueda conocer y tomar en consideración dicha información a la hora de resolver. Corresponderá a dicho órgano resolver acerca de cómo garantizar la confidencialidad y el secreto de la información que obre en el expediente de contratación, sin que por ello, resulten perjudicados los derechos de los demás interesados a la protección jurídica efectiva y al derecho de defensa en el procedimiento.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 47. *Resolución.*

1. Una vez recibidas las alegaciones de los interesados, o transcurrido el plazo señalado para su formulación, y el de la prueba, en su caso, el órgano competente deberá resolver el recurso dentro de los cinco días hábiles siguientes, notificándose a continuación la resolución a todos los interesados.

2. La resolución del recurso estimará en todo o en parte o desestimará las pretensiones formuladas o declarará su inadmisión, decidiendo motivadamente cuantas cuestiones se hubiesen planteado. En todo caso, la resolución será congruente con la petición y, de ser procedente, se pronunciará sobre la anulación de las decisiones ilegales adoptadas durante el procedimiento de adjudicación, incluyendo la supresión de las características técnicas, económicas o financieras discriminatorias contenidas en el anuncio de licitación, anuncio indicativo, pliegos, condiciones reguladoras del contrato o cualquier otro documento relacionado con la licitación o adjudicación, así como, si procede, sobre la retroacción de actuaciones.

Si, como consecuencia del contenido de la resolución, fuera preciso que el órgano de contratación acordase la adjudicación del contrato a otro licitador, se concederá a éste un plazo de diez días hábiles para que cumplimente lo previsto en el apartado 2 del artículo 151.

3. Asimismo, a solicitud del interesado y si procede, podrá imponerse a la entidad contratante la obligación de indemnizar a la persona interesada por los daños y perjuicios que le haya podido ocasionar la infracción legal que hubiese dado lugar al recurso.

4. La resolución deberá acordar, también, el levantamiento de la suspensión del acto de adjudicación si en el momento de dictarla continuase suspendido, así como de las restantes medidas cautelares que se hubieran acordado y la devolución de las garantías cuya constitución se hubiera exigido para la efectividad de las mismas, si procediera.

5. En caso de que el órgano competente aprecie temeridad o mala fe en la interposición del recurso o en la solicitud de medidas cautelares, podrá acordar la imposición de una multa al responsable de la misma. El importe de ésta será de entre 1.000 y 15.000 euros determinándose su cuantía en función de la mala fe apreciada y el perjuicio ocasionado al órgano de contratación y a los restantes licitadores. Las cuantías indicadas en este apartado serán actualizadas cada dos años mediante Orden Ministerial, por aplicación del Índice de Precios de Consumo calculado por el Instituto Nacional de Estadística.

Artículo 48. *Determinación de la indemnización.*

1. Cuando proceda la indemnización, mencionada en el apartado 3 del artículo anterior, ésta se fijará atendiendo en lo posible a los criterios de los apartados 2 y 3 del artículo 141 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

2. La indemnización deberá resarcir al reclamante cuando menos de los gastos ocasionados por la preparación de la oferta o la participación en el procedimiento de contratación.

Artículo 49. *Efectos de la resolución.*

1. Contra la resolución dictada en este procedimiento sólo cabrá la interposición de recurso contencioso-administrativo conforme a lo dispuesto en el artículo 10, letras k) y l) del apartado 1 y en el artículo 11, letra f) de su apartado 1 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, Reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa.

No procederá la revisión de oficio regulada en el artículo 34 de esta Ley y en el Capítulo I del Título VII de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de la resolución ni de ninguno de los actos dictados por los órganos regulados en el artículo 41. Tampoco estarán sujetos a fiscalización por los órganos de control interno de las Administraciones a que cada uno de ellos se encuentre adscrito.

cve: BOE-A-2011-17887

2. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado anterior, la resolución será directamente ejecutiva resultando de aplicación, en su caso, lo dispuesto en el artículo 97 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

Artículo 50. *Arbitraje.*

Los entes, organismos y entidades del sector público que no tengan el carácter de Administraciones Públicas podrán remitir a un arbitraje, conforme a las disposiciones de la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje, la solución de las diferencias que puedan surgir sobre los efectos, cumplimiento y extinción de los contratos que celebren.

## TÍTULO II

## Partes en el contrato

### CAPÍTULO I

### Órgano de contratación

Artículo 51. *Competencia para contratar.*

1. La representación de los entes, organismos y entidades del sector público en materia contractual corresponde a los órganos de contratación, unipersonales o colegiados que, en virtud de norma legal o reglamentaria o disposición estatutaria, tengan atribuida la facultad de celebrar contratos en su nombre.
2. Los órganos de contratación podrán delegar o desconcentrar sus competencias y facultades en esta materia con cumplimiento de las normas y formalidades aplicables en cada caso para la delegación o desconcentración de competencias, en el caso de que se trate de órganos administrativos, o para el otorgamiento de poderes, cuando se trate de órganos societarios o de una fundación.

Artículo 52. *Responsable del contrato.*

1. Los órganos de contratación podrán designar un responsable del contrato al que corresponderá supervisar su ejecución y adoptar las decisiones y dictar las instrucciones necesarias con el fin de asegurar la correcta realización de la prestación pactada, dentro del ámbito de facultades que aquéllos le atribuyan. El responsable del contrato podrá ser una persona física o jurídica, vinculada al ente, organismo o entidad contratante o ajena a él.
2. En los contratos de obras, las facultades del responsable del contrato se entenderán sin perjuicio de las que corresponden al Director Facultativo conforme con lo dispuesto en el Capítulo V del Título II del Libro IV.

Artículo 53. *Perfil de contratante.*

1. Con el fin de asegurar la transparencia y el acceso público a la información relativa a su actividad contractual, y sin perjuicio de la utilización de otros medios de publicidad en los casos exigidos por esta Ley o por las normas autonómicas de desarrollo o en los que así se decida voluntariamente, los órganos de contratación difundirán, a través de Internet, su perfil de contratante. La forma de acceso al perfil de contratante deberá especificarse en las páginas Web institucionales que mantengan los entes del sector público, en la Plataforma de Contratación del Estado y en los pliegos y anuncios de licitación.
2. El perfil de contratante podrá incluir cualesquiera datos e informaciones referentes a la actividad contractual del órgano de contratación, tales como los anuncios de información previa contemplados en el artículo 141, las licitaciones abiertas o en curso y la documentación relativa a las mismas, las contrataciones programadas, los contratos

cve: BOE-A-2011-17887

adjudicados, los procedimientos anulados, y cualquier otra información útil de tipo general, como puntos de contacto y medios de comunicación que pueden utilizarse para relacionarse con el órgano de contratación. En todo caso deberá publicarse en el perfil de contratante la adjudicación de los contratos.

3. El sistema informático que soporte el perfil de contratante deberá contar con un dispositivo que permita acreditar fehacientemente el momento de inicio de la difusión pública de la información que se incluya en el mismo.

4. La difusión a través del perfil de contratante de la información relativa a los procedimientos de adjudicación de contratos surtirá los efectos previstos en el Título I del Libro III.

## CAPÍTULO II

## Capacidad y solvencia del empresario

### *Sección 1.ª Aptitud para contratar con el sector público*

#### Subsección 1.ª Normas generales

Artículo 54. *Condiciones de aptitud.*

1. Sólo podrán contratar con el sector público las personas naturales o jurídicas, españolas o extranjeras, que tengan plena capacidad de obrar, no estén incursas en una prohibición de contratar, y acrediten su solvencia económica, financiera y técnica o profesional o, en los casos en que así lo exija esta Ley, se encuentren debidamente clasificadas.

2. Los empresarios deberán contar, asimismo, con la habilitación empresarial o profesional que, en su caso, sea exigible para la realización de la actividad o prestación que constituya el objeto del contrato.

3. En los contratos subvencionados a que se refiere el artículo 17 de esta Ley, el contratista deberá acreditar su solvencia y no podrá estar incurso en la prohibición de contratar a que se refiere la letra a) del apartado 1 del artículo 60.

Artículo 55. *Empresas no comunitarias.*

1. Las personas físicas o jurídicas de Estados no pertenecientes a la Unión Europea deberán justificar mediante informe de la respectiva Misión Diplomática Permanente española, que se acompañará a la documentación que se presente, que el Estado de procedencia de la empresa extranjera admite a su vez la participación de empresas españolas en la contratación con la Administración y con los entes, organismos o entidades del sector público asimilables a los enumerados en el artículo 3, en forma sustancialmente análoga. En los contratos sujetos a regulación armonizada se prescindirá del informe sobre reciprocidad en relación con las empresas de Estados signatarios del Acuerdo sobre Contratación Pública de la Organización Mundial de Comercio.

2. Para celebrar contratos de obras será necesario, además, que estas empresas tengan abierta sucursal en España, con designación de apoderados o representantes para sus operaciones, y que estén inscritas en el Registro Mercantil.

Artículo 56. *Condiciones especiales de compatibilidad.*

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en relación con la adjudicación de contratos a través de un procedimiento de diálogo competitivo, no podrán concurrir a las licitaciones empresas que hubieran participado en la elaboración de las especificaciones técnicas o de los documentos preparatorios del contrato siempre que dicha participación pueda provocar restricciones a la libre concurrencia o suponer un trato privilegiado con respecto al resto de las empresas licitadoras.

cve: BOE-A-2011-17887

2. Los contratos que tengan por objeto la vigilancia, supervisión, control y dirección de la ejecución de obras e instalaciones no podrán adjudicarse a las mismas empresas adjudicatarias de los correspondientes contratos de obras, ni a las empresas a éstas vinculadas, entendiéndose por tales las que se encuentren en alguno de los supuestos previstos en el artículo 42 del Código de Comercio.

Subsección 2.ª Normas especiales sobre capacidad

Artículo 57. *Personas jurídicas.*

1. Las personas jurídicas sólo podrán ser adjudicatarias de contratos cuyas prestaciones estén comprendidas dentro de los fines, objeto o ámbito de actividad que, a tenor de sus estatutos o reglas fundacionales, les sean propios.

2. Quienes concurran individual o conjuntamente con otros a la licitación de una concesión de obras públicas, podrán hacerlo con el compromiso de constituir una sociedad que será la titular de la concesión. La constitución y, en su caso, la forma de la sociedad deberán ajustarse a lo que establezca, para determinados tipos de concesiones, la correspondiente legislación específica.

Artículo 58. *Empresas comunitarias.*

1. Tendrán capacidad para contratar con el sector público, en todo caso, las empresas no españolas de Estados miembros de la Unión Europea que, con arreglo a la legislación del Estado en que estén establecidas, se encuentren habilitadas para realizar la prestación de que se trate.

2. Cuando la legislación del Estado en que se encuentren establecidas estas empresas exija una autorización especial o la pertenencia a una determinada organización para poder prestar en él el servicio de que se trate, deberán acreditar que cumplen este requisito.

Artículo 59. *Uniones de empresarios.*

1. Podrán contratar con el sector público las uniones de empresarios que se constituyan temporalmente al efecto, sin que sea necesaria la formalización de las mismas en escritura pública hasta que se haya efectuado la adjudicación del contrato a su favor.

2. Los empresarios que concurran agrupados en uniones temporales quedarán obligados solidariamente y deberán nombrar un representante o apoderado único de la unión con poderes bastantes para ejercitar los derechos y cumplir las obligaciones que del contrato se deriven hasta la extinción del mismo, sin perjuicio de la existencia de poderes mancomunados que puedan otorgar para cobros y pagos de cuantía significativa.

A efectos de la licitación, los empresarios que deseen concurrir integrados en una unión temporal deberán indicar los nombres y circunstancias de los que la constituyan y la participación de cada uno, así como que asumen el compromiso de constituirse formalmente en unión temporal en caso de resultar adjudicatarios del contrato.

3. La duración de las uniones temporales de empresarios será coincidente con la del contrato hasta su extinción.

4. Para los casos en que sea exigible la clasificación y concurran en la unión empresarios nacionales, extranjeros que no sean nacionales de un Estado miembro de la Unión Europea y extranjeros que sean nacionales de un Estado miembro de la Unión Europea, los que pertenezcan a los dos primeros grupos deberán acreditar su clasificación, y estos últimos su solvencia económica, financiera y técnica o profesional.

cve: BOE-A-2011-17887

Subsección 3.ª Prohibiciones de contratar

Artículo 60. *Prohibiciones de contratar.*

1. No podrán contratar con el sector público las personas en quienes concurra alguna de las circunstancias siguientes:

a) Haber sido condenadas mediante sentencia firme por delitos de asociación ilícita, corrupción en transacciones económicas internacionales, tráfico de influencias, cohecho, fraudes y exacciones ilegales, delitos contra la Hacienda Pública y la Seguridad Social, delitos contra los derechos de los trabajadores, malversación y receptación y conductas afines, delitos relativos a la protección del medio ambiente, o a pena de inhabilitación especial para el ejercicio de profesión, oficio, industria o comercio. La prohibición de contratar alcanza a las personas jurídicas cuyos administradores o representantes, vigente su cargo o representación, se encuentren en la situación mencionada por actuaciones realizadas en nombre o a beneficio de dichas personas jurídicas, o en las que concurran las condiciones, cualidades o relaciones que requiera la correspondiente figura de delito para ser sujeto activo del mismo.

b) Haber solicitado la declaración de concurso voluntario, haber sido declaradas insolventes en cualquier procedimiento, hallarse declaradas en concurso, salvo que en éste haya adquirido la eficacia un convenio, estar sujetos a intervención judicial o haber sido inhabilitados conforme a la Ley 22/2003, de 9 de julio, Concursal, sin que haya concluido el período de inhabilitación fijado en la sentencia de calificación del concurso.

c) Haber sido sancionadas con carácter firme por infracción grave en materia de disciplina de mercado, en materia profesional o en materia de integración laboral y de igualdad de oportunidades y no discriminación de las personas con discapacidad, o por infracción muy grave en materia social, incluidas las infracciones en materia de prevención de riesgos laborales, de acuerdo con lo dispuesto en el texto refundido de la Ley sobre Infracciones y Sanciones en el Orden Social, aprobado por el Real Decreto Legislativo 5/2000, de 4 de agosto, así como por la infracción grave prevista en el artículo 22.2 del mismo, o por infracción muy grave en materia medioambiental, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de de Evaluación de Impacto Ambiental de Proyectos; en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas; en la Ley 4/1989, de 27 de marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestres; en la Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases; en la Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos; en el Texto Refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, y en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación

d) No hallarse al corriente en el cumplimiento de las obligaciones tributarias o de Seguridad Social impuestas por las disposiciones vigentes, en los términos que reglamentariamente se determinen.

e) Haber incurrido en falsedad al efectuar la declaración responsable a que se refiere el artículo 146.1.c) o al facilitar cualesquiera otros datos relativos a su capacidad y solvencia, o haber incumplido, por causa que le sea imputable, la obligación de comunicar la información prevista en el artículo 70.4 y en el artículo 330.

f) Estar incursa la persona física o los administradores de la persona jurídica en alguno de los supuestos de la Ley 5/2006, de 10 de abril, de Regulación de los Conflictos de Intereses de los Miembros del Gobierno y de los Altos Cargos de la Administración General del Estado, de la Ley 53/1984, de 26 de diciembre, de Incompatibilidades del Personal al Servicio de las Administraciones públicas o tratarse de cualquiera de los cargos electivos regulados en la Ley Orgánica 5/1985, de 19 de junio, del Régimen Electoral General, en los términos establecidos en la misma.

La prohibición alcanzará a las personas jurídicas en cuyo capital participen, en los términos y cuantías establecidas en la legislación citada, el personal y los altos cargos de cualquier Administración Pública, así como los cargos electos al servicio de las mismas.

cve: BOE-A-2011-17887

La prohibición se extiende igualmente, en ambos casos, a los cónyuges, personas vinculadas con análoga relación de convivencia afectiva y descendientes de las personas a que se refieren los párrafos anteriores, siempre que, respecto de los últimos, dichas personas ostenten su representación legal.

g) Haber contratado a personas respecto de las que se haya publicado en el «Boletín Oficial del Estado» el incumplimiento a que se refiere el artículo 18.6 de la Ley 5/2006, de 10 de abril, de Regulación de los Conflictos de Intereses de los Miembros del Gobierno y de los Altos Cargos de la Administración General del Estado, por haber pasado a prestar servicios en empresas o sociedades privadas directamente relacionadas con las competencias del cargo desempeñado durante los dos años siguientes a la fecha de cese en el mismo. La prohibición de contratar se mantendrá durante el tiempo que permanezca dentro de la organización de la empresa la persona contratada con el límite máximo de dos años a contar desde el cese como alto cargo.

2. Además de las previstas en el apartado anterior, son circunstancias que impedirán a los empresarios contratar con las Administraciones Públicas las siguientes:

a) Haber dado lugar, por causa de la que hubiesen sido declarados culpables, a la resolución firme de cualquier contrato celebrado con una Administración Pública.

b) Haber infringido una prohibición para contratar con cualquiera de las Administraciones públicas.

c) Estar afectado por una prohibición de contratar impuesta en virtud de sanción administrativa, con arreglo a lo previsto en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones, o en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

d) Haber retirado indebidamente su proposición o candidatura en un procedimiento de adjudicación, o haber imposibilitado la adjudicación del contrato a su favor por no cumplimentar lo establecido en el artículo 151.2 dentro del plazo señalado mediando dolo, culpa o negligencia.

e) Haber incumplido las condiciones especiales de ejecución del contrato establecidas de acuerdo con lo señalado en el artículo 118, cuando dicho incumplimiento hubiese sido definido en los pliegos o en el contrato como infracción grave de conformidad con las disposiciones de desarrollo de esta Ley, y concurra dolo, culpa o negligencia en el empresario.

3. Las prohibiciones de contratar afectarán también a aquellas empresas de las que, por razón de las personas que las rigen o de otras circunstancias, pueda presumirse que son continuación o que derivan, por transformación, fusión o sucesión, de otras empresas en las que hubiesen concurrido aquéllas.

Artículo 61. *Declaración de la concurrencia de prohibiciones de contratar y efectos.*

1. Las prohibiciones de contratar contenidas en las letras b), d), f) y g) del apartado 1 del artículo anterior, y c) de su apartado 2, se apreciarán directamente por los órganos de contratación, subsistiendo mientras concurran las circunstancias que en cada caso las determinan.

La prohibición de contratar por la causa prevista en la letra a) del apartado 1 del artículo anterior se apreciará directamente por los órganos de contratación, siempre que la sentencia se pronuncie sobre su alcance y duración, subsistiendo durante el plazo señalado en las mismas. Cuando la sentencia no contenga pronunciamiento sobre la prohibición de contratar o su duración, la prohibición se apreciará directamente por los órganos de contratación, pero su alcance y duración deberán determinarse mediante procedimiento instruido de conformidad con lo dispuesto en los apartados 2 y 3 de este artículo.

En los restantes supuestos previstos en el artículo anterior, la apreciación de la concurrencia de la prohibición de contratar requerirá la previa declaración de su existencia mediante procedimiento al efecto.

cve: BOE-A-2011-17887

2. En los casos en que, conforme a lo señalado en el apartado anterior, sea necesaria una declaración previa sobre la concurrencia de la prohibición, el alcance y duración de ésta se determinarán siguiendo el procedimiento que en las normas de desarrollo de esta Ley se establezca atendiendo, en su caso, a la existencia de dolo o manifiesta mala fe en el empresario y a la entidad del daño causado a los intereses públicos. La duración de la prohibición no excederá de cinco años, con carácter general, o de ocho años en el caso de las prohibiciones que tengan por causa la existencia de una condena mediante sentencia firme. Sin embargo, las prohibiciones de contratar basadas en la causa prevista en la letra d) del apartado 2 del artículo anterior subsistirán, en todo caso, durante un plazo de dos años, contados desde su inscripción en el Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas, y las impuestas por la causa prevista en la letra e) del mismo apartado no podrán exceder de un año de duración.

El procedimiento de declaración no podrá iniciarse si hubiesen transcurrido más de tres años contados a partir de las siguientes fechas:

a) Desde la firmeza de la resolución sancionadora, en el caso de la causa prevista en la letra c) del apartado 1 del artículo anterior;

b) desde la fecha en que se hubieran facilitado los datos falsos o desde aquella en que hubiera debido comunicarse la correspondiente información, en los casos previstos en la letra e) del apartado 1 del artículo anterior;

c) desde la fecha en que fuese firme la resolución del contrato, en el caso previsto en la letra a) del apartado 2 del artículo anterior;

d) desde la fecha de formalización del contrato, en el caso previsto en la letra b) del apartado 2 del artículo anterior;

e) En los casos previstos en la letra d) del apartado 2 del artículo anterior, desde la fecha en que se hubiese procedido a la adjudicación del contrato, si la causa es la retirada indebida de proposiciones o candidaturas; o desde la fecha en que hubiese debido procederse a la adjudicación, si la prohibición se fundamenta en el incumplimiento de lo establecido en el artículo 151.2.

En el caso de la letra a) del apartado 1 del artículo anterior, el procedimiento, de ser necesario, no podrá iniciarse una vez transcurrido el plazo previsto para la prescripción de la correspondiente pena, y en el caso de la letra e) del apartado 2, si hubiesen transcurrido más de tres meses desde que se produjo el incumplimiento.

3. La competencia para fijar la duración y alcance de la prohibición de contratar en el caso de la letra a) del apartado 1 del artículo anterior, así como para declarar la prohibición de contratar en el supuesto contemplado en la letra c) del mismo apartado corresponderá al Ministro de Economía y Hacienda, que dictará resolución a propuesta de la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado. La prohibición así declarada impedirá contratar con cualquier órgano de contratación.

En el supuesto previsto en la letra e) del apartado 1 del artículo anterior la declaración de la prohibición corresponderá a la Administración o entidad a la que se deba comunicar la correspondiente información; en los casos contemplados en las letras a), d) y e) del apartado 2, a la Administración contratante; y en el supuesto de la letra b) de este mismo apartado, a la Administración que hubiese declarado la prohibición. En estos casos, la prohibición afectará a la contratación con la Administración o entidad del sector público competente para su declaración, sin perjuicio de que el Ministro de Economía y Hacienda, previa comunicación de aquéllas y con audiencia del empresario afectado, considerando el daño causado a los intereses públicos, pueda extender sus efectos a la contratación con cualquier órgano, ente, organismo o entidad del sector público.

4. La eficacia de las prohibiciones de contratar a que se refieren las letras c) y e) del apartado 1 del artículo anterior, así como la de las establecidas en su apartado 2, estará condicionada a su inscripción o constancia en el Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas que corresponda. Igualmente la eficacia de la resolución que

cve: BOE-A-2011-17887

determine el alcance y duración de la prohibición de contratar derivada de la causa prevista en la letra a) del apartado 1 del artículo anterior estará condicionada a su inscripción.

5. A los efectos de la aplicación de este artículo, las autoridades y órganos competentes notificarán a la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado y a los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, las sanciones y resoluciones firmes recaídas en los procedimientos mencionados en el artículo anterior, así como la comisión de los hechos previstos en la letra e) de su apartado 1 y en las letras b), d) y e) de su apartado 2, a fin de que se puedan instruir los expedientes previstos en este artículo o adoptarse las resoluciones que sean pertinentes y proceder, en su caso, a su inscripción en el Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas que sea procedente. Asimismo, la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado podrá recabar de estas autoridades y órganos cuantos datos y antecedentes sean precisos a los mismos efectos.

### Subsección 4.ª Solvencia

Artículo 62. *Exigencia de solvencia.*

1. Para celebrar contratos con el sector público los empresarios deberán acreditar estar en posesión de las condiciones mínimas de solvencia económica y financiera y profesional o técnica que se determinen por el órgano de contratación. Este requisito será sustituido por el de la clasificación, cuando ésta sea exigible conforme a lo dispuesto en esta Ley.

2. Los requisitos mínimos de solvencia que deba reunir el empresario y la documentación requerida para acreditar los mismos se indicarán en el anuncio de licitación y se especificarán en el pliego del contrato, debiendo estar vinculados a su objeto y ser proporcionales al mismo.

Artículo 63. *Integración de la solvencia con medios externos.*

Para acreditar la solvencia necesaria para celebrar un contrato determinado, el empresario podrá basarse en la solvencia y medios de otras entidades, independientemente de la naturaleza jurídica de los vínculos que tenga con ellas, siempre que demuestre que, para la ejecución del contrato, dispone efectivamente de esos medios.

Artículo 64. *Concreción de las condiciones de solvencia.*

1. En los contratos de servicios y de obras, así como en los contratos de suministro que incluyan servicios o trabajos de colocación e instalación, podrá exigirse a las personas jurídicas que especifiquen, en la oferta o en la solicitud de participación, los nombres y la cualificación profesional del personal responsable de ejecutar la prestación.

2. Los órganos de contratación podrán exigir a los candidatos o licitadores, haciéndolo constar en los pliegos, que además de acreditar su solvencia o, en su caso, clasificación, se comprometan a dedicar o adscribir a la ejecución del contrato los medios personales o materiales suficientes para ello. Estos compromisos se integrarán en el contrato, pudiendo los pliegos o el documento contractual, atribuirles el carácter de obligaciones esenciales a los efectos previstos en el artículo 223.f), o establecer penalidades, conforme a lo señalado en el artículo 212.1, para el caso de que se incumplan por el adjudicatario.

cve: BOE-A-2011-17887

Subsección 5.ª Clasificación de las empresas

Artículo 65. *Exigencia de clasificación.*

1. Para contratar con las Administraciones Públicas la ejecución de contratos de obras cuyo valor estimado sea igual o superior a 350.000 euros, o de contratos de servicios cuyo valor estimado sea igual o superior a 120.000 euros, será requisito indispensable que el empresario se encuentre debidamente clasificado. Sin embargo, no será necesaria clasificación para celebrar contratos de servicios comprendidos en las categorías 6, 8, 21, 26 y 27 del Anexo II.

En el caso de que una parte de la prestación objeto del contrato tenga que ser realizada por empresas especializadas que cuenten con una determinada habilitación o autorización profesional, la clasificación en el grupo correspondiente a esa especialización, en caso de ser exigida, podrá suplirse por el compromiso del empresario de subcontratar la ejecución de esta porción con otros empresarios que dispongan de la habilitación y, en su caso, clasificación necesarias, siempre que el importe de la parte que debe ser ejecutada por éstos no exceda del 50 por 100 del precio del contrato.

2. La clasificación será exigible igualmente al cesionario de un contrato en el caso en que hubiese sido requerida al cedente.

3. Por Real Decreto podrá exceptuarse la necesidad de clasificación para determinados tipos de contratos de obras y de servicios en los que este requisito sea exigible o acordar su exigencia para tipos de contratos de obras y servicios en los que no lo sea, teniendo en cuenta las circunstancias especiales concurrentes en los mismos.

4. Cuando no haya concurrido ninguna empresa clasificada en un procedimiento de adjudicación de un contrato para el que se requiera clasificación, el órgano de contratación podrá excluir la necesidad de cumplir este requisito en el siguiente procedimiento que se convoque para la adjudicación del mismo contrato, precisando en el pliego de cláusulas y en el anuncio, en su caso, los medios de acreditación de la solvencia que deban ser utilizados de entre los especificados en los artículos 75, 76 y 78.

5. Las entidades del sector público que no tengan el carácter de Administración Pública podrán exigir una determinada clasificación a los licitadores para definir las condiciones de solvencia requeridas para celebrar el correspondiente contrato.

Artículo 66. *Exención de la exigencia de clasificación.*

1. No será exigible la clasificación a los empresarios no españoles de Estados miembros de la Unión Europea, ya concurran al contrato aisladamente o integrados en una unión, sin perjuicio de la obligación de acreditar su solvencia.

2. Excepcionalmente, cuando así sea conveniente para los intereses públicos, la contratación de la Administración General del Estado y los entes organismos y entidades de ella dependientes con personas que no estén clasificadas podrá ser autorizada por el Consejo de Ministros, previo informe de la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado. En el ámbito de las Comunidades Autónomas, la autorización será otorgada por los órganos que éstas designen como competentes.

Artículo 67. *Criterios aplicables y condiciones para la clasificación.*

1. La clasificación de las empresas se hará en función de su solvencia, valorada conforme a lo establecido en los artículos 75, 76 y 78, y determinará los contratos a cuya adjudicación puedan concurrir u optar por razón de su objeto y de su cuantía. A estos efectos, los contratos se dividirán en grupos generales y subgrupos, por su peculiar naturaleza, y dentro de estos por categorías, en función de su cuantía.

La expresión de la cuantía se efectuará por referencia al valor íntegro del contrato, cuando la duración de éste sea igual o inferior a un año, y por referencia al valor medio anual del mismo, cuando se trate de contratos de duración superior.

cve: BOE-A-2011-17887

2. Para proceder a la clasificación será necesario que el empresario acredite su personalidad y capacidad de obrar, así como que se encuentra legalmente habilitado para realizar la correspondiente actividad, por disponer de las correspondientes autorizaciones o habilitaciones empresariales o profesionales y reunir los requisitos de colegiación o inscripción u otros semejantes que puedan ser necesarios, y que no está incurso en prohibiciones de contratar.

3. En el supuesto de personas jurídicas pertenecientes a un grupo de sociedades, y a efectos de la valoración de su solvencia económica, financiera, técnica o profesional, se podrá tener en cuenta a las sociedades pertenecientes al grupo, siempre y cuando la persona jurídica en cuestión acredite que tendrá efectivamente a su disposición, durante el plazo a que se refiere el artículo 70.2, los medios de dichas sociedades necesarios para la ejecución de los contratos.

4. Se denegará la clasificación de aquellas empresas de las que, a la vista de las personas que las rigen o de otras circunstancias, pueda presumirse que son continuación o que derivan, por transformación, fusión o sucesión, de otras afectadas por una prohibición de contratar.

5. A los efectos de valorar y apreciar la concurrencia del requisito de clasificación, respecto de los empresarios que concurran agrupados en el caso del artículo 59, se atenderá, en la forma que reglamentariamente se determine, a las características acumuladas de cada uno de ellos, expresadas en sus respectivas clasificaciones. En todo caso, será necesario para proceder a esta acumulación que todas las empresas hayan obtenido previamente la clasificación como empresa de obras o de servicios, en relación con el contrato al que opten, sin perjuicio de lo establecido para los empresarios no españoles de Estados miembros de la Unión Europea en el apartado 4 del artículo 59.

Artículo 68. *Competencia para la clasificación.*

1. Los acuerdos relativos a la clasificación de las empresas se adoptarán, con eficacia general frente a todos los órganos de contratación, por las Comisiones Clasificadoras de la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado. Estos acuerdos podrán ser objeto de recurso de alzada ante el Ministro de Economía y Hacienda.

2. Los órganos competentes de las Comunidades Autónomas podrán adoptar decisiones sobre clasificación de las empresas que serán eficaces, únicamente, a efectos de contratar con la Comunidad Autónoma que los haya adoptado, con las Entidades locales incluidas en su ámbito territorial, y con los entes, organismos y entidades del sector público dependientes de una y otras. En la adopción de estos acuerdos, deberán respetarse, en todo caso, las reglas y criterios establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo.

Artículo 69. *Inscripción registral de la clasificación.*

Los acuerdos relativos a la clasificación de las empresas se inscribirán de oficio en el Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas que corresponda en función del órgano que los hubiese adoptado.

Artículo 70. *Plazo de vigencia y revisión de las clasificaciones.*

1. La clasificación de las empresas tendrá una vigencia indefinida en tanto se mantengan por el empresario las condiciones y circunstancias en que se basó su concesión.

2. No obstante, y sin perjuicio de lo señalado en el apartado 3 de este artículo y en el artículo siguiente, para la conservación de la clasificación deberá justificarse anualmente el mantenimiento de la solvencia económica y financiera y, cada tres años, el de la solvencia técnica y profesional, a cuyo efecto el empresario aportará la

cve: BOE-A-2011-17887

correspondiente documentación actualizada en los términos que se establezcan reglamentariamente.

3. La clasificación será revisable a petición de los interesados o de oficio por la Administración en cuanto varíen las circunstancias tomadas en consideración para concederla.

4. En todo caso, el empresario está obligado a poner en conocimiento del órgano competente en materia de clasificación cualquier variación en las circunstancias que hubiesen sido tenidas en cuenta para concederla que pueda dar lugar a una revisión de la misma. La omisión de esta comunicación hará incurrir al empresario en la prohibición de contratar prevista en la letra e) del apartado 1 del artículo 60.

Artículo 71. *Comprobación de los elementos de la clasificación*

Los órganos competentes en materia de clasificación podrán solicitar en cualquier momento de las empresas clasificadas o pendientes de clasificación los documentos que estimen necesarios para comprobar las declaraciones y hechos manifestados por las mismas en los expedientes que tramiten, así como pedir informe a cualquier órgano de las Administraciones públicas sobre estos extremos.

*Sección 2.ª Acreditación de la aptitud para contratar*

Subsección 1.ª Capacidad de obrar

Artículo 72. *Acreditación de la capacidad de obrar*

1. La capacidad de obrar de los empresarios que fueren personas jurídicas se acreditará mediante la escritura o documento de constitución, los estatutos o el acto fundacional, en los que consten las normas por las que se regula su actividad, debidamente inscritos, en su caso, en el Registro público que corresponda, según el tipo de persona jurídica de que se trate.

2. La capacidad de obrar de los empresarios no españoles que sean nacionales de Estados miembros de la Unión Europea se acreditará por su inscripción en el registro procedente de acuerdo con la legislación del Estado donde están establecidos, o mediante la presentación de una declaración jurada o un certificado, en los términos que se establezcan reglamentariamente, de acuerdo con las disposiciones comunitarias de aplicación.

3. Los demás empresarios extranjeros deberán acreditar su capacidad de obrar con informe de la Misión Diplomática Permanente de España en el Estado correspondiente o de la Oficina Consular en cuyo ámbito territorial radique el domicilio de la empresa.

Subsección 2.ª Prohibiciones de contratar

Artículo 73. *Prueba de la no concurrencia de una prohibición de contratar*

1. La prueba, por parte de los empresarios, de no estar incursos en prohibiciones para contratar podrá realizarse mediante testimonio judicial o certificación administrativa, según los casos. Cuando dicho documento no pueda ser expedido por la autoridad competente, podrá ser sustituido por una declaración responsable otorgada ante una autoridad administrativa, notario público u organismo profesional cualificado.

2. Cuando se trate de empresas de Estados miembros de la Unión Europea y esta posibilidad esté prevista en la legislación del Estado respectivo, podrá también sustituirse por una declaración responsable, otorgada ante una autoridad judicial.

cve: BOE-A-2011-17887

Subsección 3.ª Solvencia

Artículo 74. *Medios de acreditar la solvencia.*

1. La solvencia económica y financiera y técnica o profesional se acreditará mediante la aportación de los documentos que se determinen por el órgano de contratación de entre los previstos en los artículos 75 a 79.

2. La clasificación del empresario acreditará su solvencia para la celebración de contratos del mismo tipo que aquéllos para los que se haya obtenido y para cuya celebración no se exija estar en posesión de la misma.

3. Los entes, organismos y entidades del sector público que no tengan la condición de Administraciones Públicas podrán admitir otros medios de prueba de la solvencia distintos de los previstos en los artículos 75 a 79 para los contratos que no estén sujetos a regulación armonizada.

Artículo 75. *Solvencia económica y financiera.*

1. La solvencia económica y financiera del empresario podrá acreditarse por uno o varios de los medios siguientes:

a) Declaraciones apropiadas de entidades financieras o, en su caso, justificante de la existencia de un seguro de indemnización por riesgos profesionales.

b) Las cuentas anuales presentadas en el Registro Mercantil o en el Registro oficial que corresponda. Los empresarios no obligados a presentar las cuentas en Registros oficiales podrán aportar, como medio alternativo de acreditación, los libros de contabilidad debidamente legalizados.

c) Declaración sobre el volumen global de negocios y, en su caso, sobre el volumen de negocios en el ámbito de actividades correspondiente al objeto del contrato, referido como máximo a los tres últimos ejercicios disponibles en función de la fecha de creación o de inicio de las actividades del empresario, en la medida en que se disponga de las referencias de dicho volumen de negocios.

2. Si, por una razón justificada, el empresario no está en condiciones de presentar las referencias solicitadas, se le autorizará a acreditar su solvencia económica y financiera por medio de cualquier otro documento que se considere apropiado por el órgano de contratación.

Artículo 76. *Solvencia técnica en los contratos de obras.*

En los contratos de obras, la solvencia técnica del empresario podrá ser acreditada por uno o varios de los medios siguientes:

a) Relación de las obras ejecutadas en el curso de los cinco últimos años, avalada por certificados de buena ejecución para las obras más importantes; estos certificados indicarán el importe, las fechas y el lugar de ejecución de las obras y se precisará si se realizaron según las reglas por las que se rige la profesión y se llevaron normalmente a buen término; en su caso, dichos certificados serán comunicados directamente al órgano de contratación por la autoridad competente.

b) Declaración indicando los técnicos o las unidades técnicas, estén o no integradas en la empresa, de los que ésta disponga para la ejecución de las obras, especialmente los responsables del control de calidad, acompañada de los documentos acreditativos correspondientes.

c) Títulos académicos y profesionales del empresario y de los directivos de la empresa y, en particular, del responsable o responsables de las obras.

d) En los casos adecuados, indicación de las medidas de gestión medioambiental que el empresario podrá aplicar al ejecutar el contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

e) Declaración sobre la plantilla media anual de la empresa y la importancia de su personal directivo durante los tres últimos años, acompañada de la documentación justificativa correspondiente.

f) Declaración indicando la maquinaria, material y equipo técnico del que se dispondrá para la ejecución de las obras, a la que se adjuntará la documentación acreditativa pertinente.

Artículo 77. *Solvencia técnica en los contratos de suministro.*

1. En los contratos de suministro la solvencia técnica de los empresarios se acreditará por uno o varios de los siguientes medios:

a) Relación de los principales suministros efectuados durante los tres últimos años, indicando su importe, fechas y destinatario público o privado de los mismos. Los suministros efectuados se acreditarán mediante certificados expedidos o visados por el órgano competente, cuando el destinatario sea una entidad del sector público o cuando el destinatario sea un comprador privado, mediante un certificado expedido por éste o, a falta de este certificado, mediante una declaración del empresario.

b) Indicación del personal técnico o unidades técnicas, integradas o no en la empresa, de los que se disponga para la ejecución del contrato, especialmente los encargados del control de calidad.

c) Descripción de las instalaciones técnicas, de las medidas empleadas para garantizar la calidad y de los medios de estudio e investigación de la empresa.

d) Control efectuado por la entidad del sector público contratante o, en su nombre, por un organismo oficial competente del Estado en el cual el empresario está establecido, siempre que medie acuerdo de dicho organismo, cuando los productos a suministrar sean complejos o cuando, excepcionalmente, deban responder a un fin particular. Este control versará sobre la capacidad de producción del empresario y, si fuera necesario, sobre los medios de estudio e investigación con que cuenta, así como sobre las medidas empleadas para controlar la calidad.

e) Muestras, descripciones y fotografías de los productos a suministrar, cuya autenticidad pueda certificarse a petición de la entidad del sector público contratante.

f) Certificados expedidos por los institutos o servicios oficiales encargados del control de calidad, de competencia reconocida, que acrediten la conformidad de productos perfectamente detallada mediante referencias a determinadas especificaciones o normas.

2. En los contratos de suministro que requieran obras de colocación o instalación, la prestación de servicios o la ejecución de obras, la capacidad de los operadores económicos para prestar dichos servicios o ejecutar dicha instalación u obras podrá evaluarse teniendo en cuenta especialmente sus conocimientos técnicos, eficacia, experiencia y fiabilidad.

Artículo 78. *Solvencia técnica o profesional en los contratos de servicios*

En los contratos de servicios, la solvencia técnica o profesional de los empresarios deberá apreciarse teniendo en cuenta sus conocimientos técnicos, eficacia, experiencia y fiabilidad, lo que podrá acreditarse, según el objeto del contrato, por uno o varios de los medios siguientes:

a) Una relación de los principales servicios o trabajos realizados en los últimos tres años que incluya importe, fechas y el destinatario, público o privado, de los mismos. Los servicios o trabajos efectuados se acreditarán mediante certificados expedidos o visados por el órgano competente, cuando el destinatario sea una entidad del sector público; cuando el destinatario sea un sujeto privado, mediante un certificado expedido por éste o, a falta de este certificado, mediante una declaración del empresario; en su caso, estos certificados serán comunicados directamente al órgano de contratación por la autoridad competente.

cve: BOE-A-2011-17887

b) Indicación del personal técnico o de las unidades técnicas, integradas o no en la empresa, participantes en el contrato, especialmente aquéllos encargados del control de calidad.

c) Descripción de las instalaciones técnicas, de las medidas empleadas por el empresario para garantizar la calidad y de los medios de estudio e investigación de la empresa.

d) Cuando se trate de servicios o trabajos complejos o cuando, excepcionalmente, deban responder a un fin especial, un control efectuado por el órgano de contratación o, en nombre de éste, por un organismo oficial u homologado competente del Estado en que esté establecido el empresario, siempre que medie acuerdo de dicho organismo. El control versará sobre la capacidad técnica del empresario y, si fuese necesario, sobre los medios de estudio y de investigación de que disponga y sobre las medidas de control de la calidad.

e) Las titulaciones académicas y profesionales del empresario y del personal directivo de la empresa y, en particular, del personal responsable de la ejecución del contrato.

f) En los casos adecuados, indicación de las medidas de gestión medioambiental que el empresario podrá aplicar al ejecutar el contrato.

g) Declaración sobre la plantilla media anual de la empresa y la importancia de su personal directivo durante los tres últimos años, acompañada de la documentación justificativa correspondiente.

h) Declaración indicando la maquinaria, material y equipo técnico del que se dispondrá para la ejecución de los trabajos o prestaciones, a la que se adjuntará la documentación acreditativa pertinente.

i) Indicación de la parte del contrato que el empresario tiene eventualmente el propósito de subcontratar.

Artículo 79. *Solvencia técnica o profesional en los restantes contratos*

La acreditación de la solvencia profesional o técnica en contratos distintos de los de obras, servicios o suministro podrá acreditarse por los documentos y medios que se indican en el artículo anterior.

Artículo 80. *Acreditación del cumplimiento de las normas de garantía de la calidad*

1. En los contratos sujetos a una regulación armonizada, cuando los órganos de contratación exijan la presentación de certificados expedidos por organismos independientes que acrediten que el empresario cumple determinadas normas de garantía de la calidad, deberán hacer referencia a los sistemas de aseguramiento de la calidad basados en la serie de normas europeas en la materia, certificados por organismos conformes a las normas europeas relativas a la certificación.

2. Los órganos de contratación reconocerán los certificados equivalentes expedidos por organismos establecidos en cualquier Estado miembro de la Unión Europea, y también aceptarán otras pruebas de medidas equivalentes de garantía de la calidad que presenten los empresarios.

Artículo 81. *Acreditación del cumplimiento de las normas de gestión medioambiental*

1. En los contratos sujetos a una regulación armonizada, los órganos de contratación podrán exigir la presentación de certificados expedidos por organismos independientes que acrediten que el empresario cumple determinadas normas de gestión medioambiental. Con tal finalidad se podrán remitir al sistema comunitario de gestión y auditoría medioambientales (EMAS) o a las normas de gestión medioambiental basadas en las normas europeas o internacionales en la materia y certificadas por organismos conformes a la legislación comunitaria o a las normas europeas o internacionales relativas a la certificación.

cve: BOE-A-2011-17887

2. Los órganos de contratación reconocerán los certificados equivalentes expedidos por organismos establecidos en cualquier Estado miembro de la Unión Europea y también aceptarán otras pruebas de medidas equivalentes de gestión medioambiental que presenten los empresarios.

Artículo 82. *Documentación e información complementaria*

El órgano de contratación o el órgano auxiliar de éste podrá recabar del empresario aclaraciones sobre los certificados y documentos presentados en aplicación de los artículos anteriores o requerirle para la presentación de otros complementarios.

Subsección 4.ª Prueba de la clasificación y de la aptitud para contratar a través de Registros o listas oficiales de contratistas

Artículo 83. *Certificaciones de Registros Oficiales de Licitadores y Empresas Clasificadas.*

1. La inscripción en el Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas del Estado acreditará frente a todos los órganos de contratación del sector público, a tenor de lo en él reflejado y salvo prueba en contrario, las condiciones de aptitud del empresario en cuanto a su personalidad y capacidad de obrar, representación, habilitación profesional o empresarial, solvencia económica y financiera, y clasificación, así como la concurrencia o no concurrencia de las prohibiciones de contratar que deban constar en el mismo.

La inscripción en el Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas de una Comunidad Autónoma acreditará idénticas circunstancias a efectos de la contratación con la misma, con las entidades locales incluidas en su ámbito territorial, y con los restantes entes, organismos o entidades del sector público dependientes de una y otras.

2. La prueba del contenido de los Registros Oficiales de Licitadores y Empresas Clasificadas se efectuará mediante certificación del órgano encargado del mismo, que podrá expedirse por medios electrónicos, informáticos o telemáticos.

Artículo 84. *Certificados comunitarios de clasificación.*

1. Los certificados de clasificación o documentos similares que acrediten la inscripción en listas oficiales de empresarios autorizados para contratar establecidas por los Estados miembros de la Unión Europea sientan una presunción de aptitud de los empresarios incluidos en ellas frente a los diferentes órganos de contratación en relación con la no concurrencia de las prohibiciones de contratar a que se refieren las letras a) a c) y e) del apartado 1 del artículo 60 y la posesión de las condiciones de capacidad de obrar y habilitación profesional exigidas por el artículo 54 y las de solvencia a que se refieren las letras b) y c) del artículo 75, las letras a), b) y e) del artículo 76, el artículo 77, y las letras a) y c) a i) del artículo 78. Igual valor presuntivo surtirán las certificaciones emitidas por organismos que respondan a las normas europeas de certificación expedidas de conformidad con la legislación del Estado miembro en que esté establecido el empresario.

2. Los documentos a que se refiere el apartado anterior deberán indicar las referencias que hayan permitido la inscripción del empresario en la lista o la expedición de la certificación, así como la clasificación obtenida. Estas menciones deberán también incluirse en los certificados que expidan los Registros Oficiales de Licitadores y Empresas Clasificadas a efectos de la contratación en el ámbito de la Unión Europea.

cve: BOE-A-2011-17887

CAPÍTULO III

**Sucesión en la persona del contratista**

Artículo 85. *Supuestos de sucesión del contratista.*

En los casos de fusión de empresas en los que participe la sociedad contratista, continuará el contrato vigente con la entidad absorbente o con la resultante de la fusión, que quedará subrogada en todos los derechos y obligaciones dimanantes del mismo. Igualmente, en los supuestos de escisión, aportación o transmisión de empresas o ramas de actividad de las mismas, continuará el contrato con la entidad a la que se atribuya el contrato, que quedará subrogada en los derechos y obligaciones dimanantes del mismo, siempre que tenga la solvencia exigida al acordarse la adjudicación o que las diversas sociedades beneficiarias de las mencionadas operaciones y, en caso de subsistir, la sociedad de la que provengan el patrimonio, empresas o ramas segregadas, se responsabilicen solidariamente con aquélla de la ejecución del contrato. Si no pudiese producirse la subrogación por no reunir la entidad a la que se atribuya el contrato las condiciones de solvencia necesarias se resolverá el contrato, considerándose a todos los efectos como un supuesto de resolución por culpa del adjudicatario.

TÍTULO III

**Objeto, precio y cuantía del contrato**

CAPÍTULO I

**Normas generales**

Artículo 86. *Objeto del contrato.*

1. El objeto de los contratos del sector público deberá ser determinado.
2. No podrá fraccionarse un contrato con la finalidad de disminuir la cuantía del mismo y eludir así los requisitos de publicidad o los relativos al procedimiento de adjudicación que correspondan.
3. Cuando el objeto del contrato admita fraccionamiento y así se justifique debidamente en el expediente, podrá preverse la realización independiente de cada una de sus partes mediante su división en lotes, siempre que éstos sean susceptibles de utilización o aprovechamiento separado y constituyan una unidad funcional, o así lo exija la naturaleza del objeto.

Asimismo podrán contratarse separadamente prestaciones diferenciadas dirigidas a integrarse en una obra, tal y como ésta es definida en el artículo 6, cuando dichas prestaciones gocen de una sustantividad propia que permita una ejecución separada, por tener que ser realizadas por empresas que cuenten con una determinada habilitación.

En los casos previstos en los párrafos anteriores, las normas procedimentales y de publicidad que deben aplicarse en la adjudicación de cada lote o prestación diferenciada se determinarán en función del valor acumulado del conjunto, salvo lo dispuesto en los artículos 14.2, 15.2 y 16.2.

Artículo 87. *Precio.*

1. En los contratos del sector público, la retribución del contratista consistirá en un precio cierto que deberá expresarse en euros, sin perjuicio de que su pago pueda hacerse mediante la entrega de otras contraprestaciones en los casos en que ésta u otras Leyes así lo prevean. Los órganos de contratación cuidarán de que el precio sea adecuado para el efectivo cumplimiento del contrato mediante la correcta estimación de su importe, atendiendo al precio general de mercado, en el momento de fijar el presupuesto de

cve: BOE-A-2011-17887

licitación y la aplicación, en su caso, de las normas sobre ofertas con valores anormales o desproporcionados.

2. El precio del contrato podrá formularse tanto en términos de precios unitarios referidos a los distintos componentes de la prestación o a las unidades de la misma que se entreguen o ejecuten, como en términos de precios aplicables a tanto alzado a la totalidad o a parte de las prestaciones del contrato. En todo caso se indicará, como partida independiente, el importe del Impuesto sobre el Valor Añadido que deba soportar la Administración.

3. Los precios fijados en el contrato podrán ser revisados o actualizados, en los términos previstos en el Capítulo II de este Título, si se trata de contratos de las Administraciones Públicas, o en la forma pactada en el contrato, en otro caso, cuando deban ser ajustados, al alza o a la baja, para tener en cuenta las variaciones económicas que acaezcan durante la ejecución del contrato.

4. Los contratos, cuando su naturaleza y objeto lo permitan, podrán incluir cláusulas de variación de precios en función del cumplimiento de determinados objetivos de plazos o de rendimiento, así como penalizaciones por incumplimiento de cláusulas contractuales, debiendo determinar con precisión los supuestos en que se producirán estas variaciones y las reglas para su determinación.

5. Excepcionalmente pueden celebrarse contratos con precios provisionales cuando, tras la tramitación de un procedimiento negociado o de un diálogo competitivo, se ponga de manifiesto que la ejecución del contrato debe comenzar antes de que la determinación del precio sea posible por la complejidad de las prestaciones o la necesidad de utilizar una técnica nueva, o que no existe información sobre los costes de prestaciones análogas y sobre los elementos técnicos o contables que permitan negociar con precisión un precio cierto.

En los contratos celebrados con precios provisionales el precio se determinará, dentro de los límites fijados para el precio máximo, en función de los costes en que realmente incurra el contratista y del beneficio que se haya acordado, para lo que, en todo caso, se detallarán en el contrato los siguientes extremos:

a) El procedimiento para determinar el precio definitivo, con referencia a los costes efectivos y a la fórmula de cálculo del beneficio.

b) Las reglas contables que el adjudicatario deberá aplicar para determinar el coste de las prestaciones.

c) Los controles documentales y sobre el proceso de producción que el adjudicador podrá efectuar sobre los elementos técnicos y contables del coste de producción.

6. En los contratos podrá preverse que la totalidad o parte del precio sea satisfecho en moneda distinta del euro. En este supuesto se expresará en la correspondiente divisa el importe que deba satisfacerse en esa moneda, y se incluirá una estimación en euros del importe total del contrato.

7. Se prohíbe el pago aplazado del precio en los contratos de las Administraciones Públicas, excepto en los supuestos en que el sistema de pago se establezca mediante la modalidad de arrendamiento financiero o de arrendamiento con opción de compra, así como en los casos en que ésta u otra Ley lo autorice expresamente.

Artículo 88. *Cálculo del valor estimado de los contratos.*

1. A todos los efectos previstos en esta Ley, el valor estimado de los contratos vendrá determinado por el importe total, sin incluir el Impuesto sobre el Valor Añadido, pagadero según las estimaciones del órgano de contratación. En el cálculo del importe total estimado, deberán tenerse en cuenta cualquier forma de opción eventual y las eventuales prórrogas del contrato.

Cuando se haya previsto abonar primas o efectuar pagos a los candidatos o licitadores, la cuantía de los mismos se tendrá en cuenta en el cálculo del valor estimado del contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

En el caso de que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 106, se haya previsto en los pliegos o en el anuncio de licitación la posibilidad de que el contrato sea modificado, se considerará valor estimado del contrato el importe máximo que éste pueda alcanzar, teniendo en cuenta la totalidad de las modificaciones previstas.

2. La estimación deberá hacerse teniendo en cuenta los precios habituales en el mercado, y estar referida al momento del envío del anuncio de licitación o, en caso de que no se requiera un anuncio de este tipo, al momento en que el órgano de contratación inicie el procedimiento de adjudicación del contrato.

3. En los contratos de obras y de concesión de obra pública, el cálculo del valor estimado debe tener en cuenta el importe de las mismas así como el valor total estimado de los suministros necesarios para su ejecución que hayan sido puestos a disposición del contratista por el órgano de contratación.

4. En los contratos de suministro que tengan por objeto el arrendamiento financiero, el arrendamiento o la venta a plazos de productos, el valor que se tomará como base para calcular el valor estimado del contrato será el siguiente:

a) En el caso de contratos de duración determinada, cuando su duración sea igual o inferior a doce meses, el valor total estimado para la duración del contrato; cuando su duración sea superior a doce meses, su valor total, incluido el importe estimado del valor residual.

b) En el caso de contratos cuya duración no se fije por referencia a un período de tiempo determinado, el valor mensual multiplicado por 48.

5. En los contratos de suministro o de servicios que tengan un carácter de periodicidad, o de contratos que se deban renovar en un período de tiempo determinado, se tomará como base para el cálculo del valor estimado del contrato alguna de las siguientes cantidades:

a) El valor real total de los contratos sucesivos similares adjudicados durante el ejercicio precedente o durante los doce meses previos, ajustado, cuando sea posible, en función de los cambios de cantidad o valor previstos para los doce meses posteriores al contrato inicial.

b) El valor estimado total de los contratos sucesivos adjudicados durante los doce meses siguientes a la primera entrega o en el transcurso del ejercicio, si éste fuera superior a doce meses.

La elección del método para calcular el valor estimado no podrá efectuarse con la intención de sustraer el contrato a la aplicación de las normas de adjudicación que correspondan.

6. En los contratos de servicios, a los efectos del cálculo de su importe estimado, se tomarán como base, en su caso, las siguientes cantidades:

a) En los servicios de seguros, la prima pagadera y otras formas de remuneración.

b) En servicios bancarios y otros servicios financieros, los honorarios, las comisiones, los intereses y otras formas de remuneración.

c) En los contratos relativos a un proyecto, los honorarios, las comisiones pagaderas y otras formas de remuneración, así como las primas o contraprestaciones que, en su caso, se fijen para los participantes en el concurso.

d) En los contratos de servicios en que no se especifique un precio total, si tienen una duración determinada igual o inferior a cuarenta y ocho meses, el valor total estimado correspondiente a toda su duración. Si la duración es superior a cuarenta y ocho meses o no se encuentra fijada por referencia a un período de tiempo cierto, el valor mensual multiplicado por 48.

7. Cuando la realización de una obra, la contratación de unos servicios o la obtención de unos suministros homogéneos pueda dar lugar a la adjudicación simultánea

cve: BOE-A-2011-17887

de contratos por lotes separados, se deberá tener en cuenta el valor global estimado de la totalidad de dichos lotes.

8. Para los acuerdos marco y para los sistemas dinámicos de adquisición se tendrá en cuenta el valor máximo estimado, excluido el Impuesto sobre el Valor Añadido, del conjunto de contratos contemplados durante la duración total del acuerdo marco o del sistema dinámico de adquisición.

## CAPÍTULO II

## Revisión de precios en los contratos de las Administraciones Públicas

Artículo 89. *Procedencia y límites.*

1. La revisión de precios en los contratos de las Administraciones Públicas tendrá lugar, en los términos establecidos en este Capítulo y salvo que la improcedencia de la revisión se hubiese previsto expresamente en los pliegos o pactado en el contrato, cuando éste se hubiese ejecutado, al menos, en el 20 por 100 de su importe y hubiese transcurrido un año desde su formalización. En consecuencia, el primer 20 por 100 ejecutado y el primer año transcurrido desde la formalización quedarán excluidos de la revisión.

No obstante, en los contratos de gestión de servicios públicos, la revisión de precios podrá tener lugar una vez transcurrido el primer año desde la formalización del contrato, sin que sea necesario haber ejecutado el 20 por 100 de la prestación.

2. La revisión de precios no tendrá lugar en los contratos cuyo pago se concierte mediante el sistema de arrendamiento financiero o de arrendamiento con opción a compra, ni en los contratos menores. En los restantes contratos, el órgano de contratación, en resolución motivada, podrá excluir la procedencia de la revisión de precios.

3. El pliego de cláusulas administrativas particulares o el contrato deberán detallar, en su caso, la fórmula o sistema de revisión aplicable.

Artículo 90. *Sistema de revisión de precios.*

1. Cuando resulte procedente, la revisión de precios se llevará a cabo mediante la aplicación de índices oficiales o de la fórmula aprobada por el Consejo de Ministros, previo informe de la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado, para cada tipo de contratos.

2. El órgano de contratación determinará el índice que deba aplicarse, atendiendo a la naturaleza de cada contrato y la estructura de los costes de las prestaciones del mismo. Las fórmulas aprobadas por el Consejo de Ministros excluirán la posibilidad de utilizar otros índices; si, debido a la configuración del contrato, pudiese ser aplicable más de una fórmula, el órgano de contratación determinará la más adecuada, de acuerdo con los criterios indicados.

3. Cuando el índice de referencia que se adopte sea el Índice de Precios de Consumo elaborado por el Instituto Nacional de Estadística o cualquiera de los índices de los grupos, subgrupos, clases o subclases que en él se integran, la revisión no podrá superar el 85 por 100 de variación experimentada por el índice adoptado.

Artículo 91. *Fórmulas.*

1. Las fórmulas que se establezcan reflejarán la ponderación en el precio del contrato del coste de los materiales básicos y de la energía incorporados al proceso de generación de las prestaciones objeto del mismo. No se incluirán en ellas el coste de la mano de obra, los costes financieros, los gastos generales o de estructura ni el beneficio industrial.

2. Cuando por circunstancias excepcionales la evolución de los costes de mano de obra o financieros acaecida en un período experimente desviaciones al alza que puedan reputarse como impredecibles en el momento de la adjudicación del contrato, el Consejo

cve: BOE-A-2011-17887

de Ministros o el órgano competente de las Comunidades Autónomas podrá autorizar, con carácter transitorio, la introducción de factores correctores de esta desviación para su consideración en la revisión del precio, sin que, en ningún caso, puedan superar el 80 por 100 de la desviación efectivamente producida.

Se considerará que concurren las circunstancias a que se refiere el párrafo anterior cuando la evolución del deflactor del Producto Interior Bruto oficialmente determinado por el Instituto Nacional de Estadística supere en 5 puntos porcentuales las previsiones macroeconómicas oficiales efectivas en el momento de la adjudicación o el tipo de interés de las letras del Tesoro supere en cinco puntos porcentuales al último disponible en el momento de la adjudicación del contrato. Los pliegos de cláusulas administrativas particulares podrán incluir las referencias a las previsiones macroeconómicas y tipo de interés existentes en el momento de la licitación.

3. Salvo lo previsto en el apartado anterior, el índice o fórmula de revisión aplicable al contrato será invariable durante la vigencia del mismo y determinará la revisión de precios en cada fecha respecto a la fecha de adjudicación del contrato, siempre que la adjudicación se produzca en el plazo de tres meses desde la finalización del plazo de presentación de ofertas, o respecto a la fecha en que termine dicho plazo de tres meses si la adjudicación se produce con posterioridad.

4. La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos aprobará los índices mensuales de precios de los materiales básicos y de la energía, a propuesta del Comité Superior de Precios de Contratos del Estado, debiendo ser publicados los mismos en el «Boletín Oficial del Estado».

Los índices reflejarán, al alza o a la baja, las variaciones reales de los precios de la energía y materiales básicos observadas en el mercado y podrán ser únicos para todo el territorio nacional o particularizarse por zonas geográficas.

5. Reglamentariamente se establecerá la relación de materiales básicos a incluir en las fórmulas de revisión de precios. Dicha relación podrá ser ampliada por Orden del Ministro de Economía y Hacienda, dictada previo informe de la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado, cuando así lo exija la evolución de los procesos productivos o la aparición de nuevos materiales con participación relevante en el coste de determinados contratos.

Los indicadores o reglas de determinación de cada uno de los índices que intervienen en las fórmulas de revisión de precios serán establecidos por Orden del Ministro de Economía y Hacienda, a propuesta del Comité Superior de Precios de Contratos del Estado.

Artículo 92. *Coeficiente de revisión.*

El resultado de aplicar las ponderaciones previstas en el apartado 1 del artículo anterior a los índices de precios definidos en su apartado 4, proporcionará en cada fecha, respecto a la fecha y períodos determinados en el apartado 3 del citado artículo, un coeficiente que se aplicará a los importes líquidos de las prestaciones realizadas que tengan derecho a revisión a los efectos de calcular el precio que corresponda satisfacer.

Artículo 93. *Revisión en casos de demora en la ejecución.*

Cuando la cláusula de revisión se aplique sobre períodos de tiempo en los que el contratista hubiese incurrido en mora y sin perjuicio de las penalidades que fueren procedentes, los índices de precios que habrán de ser tenidos en cuenta serán aquellos que hubiesen correspondido a las fechas establecidas en el contrato para la realización de la prestación en plazo, salvo que los correspondientes al período real de ejecución produzcan un coeficiente inferior, en cuyo caso se aplicarán estos últimos.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 94. *Pago del importe de la revisión.*

El importe de las revisiones que procedan se hará efectivo, de oficio, mediante el abono o descuento correspondiente en las certificaciones o pagos parciales o, excepcionalmente, cuando no hayan podido incluirse en las certificaciones o pagos parciales, en la liquidación del contrato.

## TÍTULO IV

## Garantías exigibles en la contratación del sector público

### CAPÍTULO I

### Garantías a prestar en los contratos celebrados con las Administraciones Públicas

#### *Sección 1.ª Garantía definitiva*

Artículo 95. *Exigencia de garantía.*

1. Los que presenten las ofertas económicamente más ventajosas en las licitaciones de los contratos que celebren las Administraciones Públicas deberán constituir a disposición del órgano de contratación una garantía de un 5 por 100 del importe de adjudicación, excluido el Impuesto sobre el Valor Añadido. En el caso de los contratos con precios provisionales a que se refiere el artículo 87.5, el porcentaje se calculará con referencia al precio máximo fijado.

No obstante, atendidas las circunstancias concurrentes en el contrato, el órgano de contratación podrá eximir al adjudicatario de la obligación de constituir garantía, justificándolo adecuadamente en los pliegos, especialmente en el caso de suministros de bienes consumibles cuya entrega y recepción deba efectuarse antes del pago del precio. Esta exención no será posible en el caso de contratos de obras y de concesión de obras públicas.

2. En casos especiales, el órgano de contratación podrá establecer en el pliego de cláusulas que, además de la garantía a que se refiere el apartado anterior, se preste una complementaria de hasta un 5 por 100 del importe de adjudicación del contrato, pudiendo alcanzar la garantía total un 10 por 100 del precio del contrato.

3. Cuando la cuantía del contrato se determine en función de precios unitarios, el importe de la garantía a constituir se fijará atendiendo al presupuesto base de licitación.

4. En la concesión de obras públicas el importe de la garantía definitiva se calculará aplicando el 5 por 100 sobre el valor estimado del contrato, cuantificado con arreglo a lo establecido en el artículo 88.3.

El órgano de contratación, atendidas las características y la duración del contrato, podrá prever en los pliegos, justificándolo adecuadamente, la posibilidad de reducir el importe de la garantía definitiva, una vez ejecutada la obra y durante el período previsto para su explotación. Sin perjuicio de otros criterios que puedan establecerse en los pliegos, esta reducción será progresiva e inversamente proporcional al tiempo que reste de vigencia del contrato, sin que pueda suponer una minoración del importe de la garantía por debajo del 2 por 100 del valor estimado del contrato.

Artículo 96. *Garantías admitidas.*

1. Las garantías exigidas en los contratos celebrados con las Administraciones Públicas podrán prestarse en alguna de las siguientes formas:

a) En efectivo o en valores de Deuda Pública, con sujeción, en cada caso, a las condiciones establecidas en las normas de desarrollo de esta Ley. El efectivo y los certificados de inmovilización de los valores anotados se depositarán en la Caja General de Depósitos o en sus sucursales encuadradas en las Delegaciones de Economía y

cve: BOE-A-2011-17887

Hacienda, o en las Cajas o establecimientos públicos equivalentes de las Comunidades Autónomas o Entidades locales contratantes ante las que deban surtir efectos, en la forma y con las condiciones que las normas de desarrollo de esta Ley establezcan.

b) Mediante aval, prestado en la forma y condiciones que establezcan las normas de desarrollo de esta Ley, por alguno de los bancos, cajas de ahorros, cooperativas de crédito, establecimientos financieros de crédito y sociedades de garantía recíproca autorizados para operar en España, que deberá depositarse en los establecimientos señalados en la letra a) anterior.

c) Mediante contrato de seguro de caución, celebrado en la forma y condiciones que las normas de desarrollo de esta Ley establezcan, con una entidad aseguradora autorizada para operar en el ramo. El certificado del seguro deberá entregarse en los establecimientos señalados en la letra a) anterior.

2. Cuando así se prevea en los pliegos, la garantía que, eventualmente, deba prestarse en contratos distintos a los de obra y concesión de obra pública podrá constituirse mediante retención en el precio.

3. Cuando así se prevea en el pliego, la acreditación de la constitución de la garantía podrá hacerse mediante medios electrónicos, informáticos o telemáticos.

Artículo 97. *Régimen de las garantías prestadas por terceros.*

1. Las personas o entidades distintas del contratista que presten garantías a favor de éste no podrán utilizar el beneficio de excusión a que se refieren los artículos 1.830 y concordantes del Código Civil.

2. El avalista o asegurador será considerado parte interesada en los procedimientos que afecten a la garantía prestada, en los términos previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

3. En el contrato de seguro de caución se aplicarán las siguientes normas:

a) Tendrá la condición de tomador del seguro el contratista y la de asegurado la Administración contratante.

b) La falta de pago de la prima, sea única, primera o siguientes, no dará derecho al asegurador a resolver el contrato, ni extinguirá el seguro, ni suspenderá la cobertura, ni liberará al asegurador de su obligación, en el caso de que éste deba hacer efectiva la garantía.

c) El asegurador no podrá oponer al asegurado las excepciones que puedan corresponderle contra el tomador del seguro.

Artículo 98. *Garantía global.*

1. Alternativamente a la prestación de una garantía singular para cada contrato, el empresario podrá constituir una garantía global para afianzar las responsabilidades que puedan derivarse de la ejecución de todos los que celebre con una Administración Pública, o con uno o varios órganos de contratación.

2. La garantía global deberá constituirse en alguna de las modalidades previstas en las letras b) y c) del apartado 1 del artículo 96, y ser depositada en la Caja General de Depósitos o en sus sucursales encuadradas en las Delegaciones de Economía y Hacienda o en las cajas o establecimientos públicos equivalentes de las Comunidades Autónomas o Entidades Locales contratantes, según la Administración ante la que deba surtir efecto.

3. La garantía global responderá, genérica y permanentemente, del cumplimiento por el adjudicatario de las obligaciones derivadas de los contratos cubiertos por la misma hasta el 5 por 100, o porcentaje mayor que proceda, del importe de adjudicación o del presupuesto base de licitación, cuando el precio se determine en función de precios unitarios, sin perjuicio de que la indemnización de daños y perjuicios a favor de la Administración que, en su caso, pueda ser procedente, se haga efectiva sobre el resto de la garantía global.

cve: BOE-A-2011-17887

4. A efectos de la afectación de la garantía global a un contrato concreto, la caja o establecimiento donde se hubiese constituido emitirá, a petición de los interesados, una certificación acreditativa de su existencia y suficiencia, en un plazo máximo de tres días hábiles desde la presentación de la solicitud en tal sentido, procediendo a inmovilizar el importe de la garantía a constituir, que se liberará cuando quede cancelada la garantía.

Artículo 99. *Constitución, reposición y reajuste de garantías.*

1. El licitador que hubiera presentado la oferta económicamente más ventajosa deberá acreditar en el plazo señalado en el artículo 151.2, la constitución de la garantía. De no cumplir este requisito por causas a él imputables, la Administración no efectuará la adjudicación a su favor, siendo de aplicación lo dispuesto en el último párrafo del artículo 151.2.

2. En caso de que se hagan efectivas sobre la garantía las penalidades o indemnizaciones exigibles al adjudicatario, éste deberá reponer o ampliar aquélla, en la cuantía que corresponda, en el plazo de quince días desde la ejecución, incurriendo en caso contrario en causa de resolución.

3. Cuando, como consecuencia de una modificación del contrato, experimente variación el precio del mismo, deberá reajustarse la garantía, para que guarde la debida proporción con el nuevo precio modificado, en el plazo de quince días contados desde la fecha en que se notifique al empresario el acuerdo de modificación. A estos efectos no se considerarán las variaciones de precio que se produzcan como consecuencia de una revisión del mismo conforme a lo señalado en el Capítulo II del Título III de este Libro.

Artículo 100. *Responsabilidades a que están afectas las garantías.*

La garantía responderá de los siguientes conceptos:

a) De las penalidades impuestas al contratista conforme al artículo 212.

b) De la correcta ejecución de las prestaciones contempladas en el contrato, de los gastos originados a la Administración por la demora del contratista en el cumplimiento de sus obligaciones, y de los daños y perjuicios ocasionados a la misma con motivo de la ejecución del contrato o por su incumplimiento, cuando no proceda su resolución.

c) De la incautación que puede decretarse en los casos de resolución del contrato, de acuerdo con lo que en él o en esta Ley esté establecido.

d) Además, en el contrato de suministro la garantía definitiva responderá de la inexistencia de vicios o defectos de los bienes suministrados durante el plazo de garantía que se haya previsto en el contrato.

Artículo 101. *Preferencia en la ejecución de garantías.*

1. Para hacer efectiva la garantía, la Administración contratante tendrá preferencia sobre cualquier otro acreedor, sea cual fuere la naturaleza del mismo y el título del que derive su crédito.

2. Cuando la garantía no sea bastante para cubrir las responsabilidades a las que está afecta, la Administración procederá al cobro de la diferencia mediante el procedimiento administrativo de apremio, con arreglo a lo establecido en las normas de recaudación.

Artículo 102. *Devolución y cancelación de las garantías.*

1. La garantía no será devuelta o cancelada hasta que se haya producido el vencimiento del plazo de garantía y cumplido satisfactoriamente el contrato de que se trate, o hasta que se declare la resolución de éste sin culpa del contratista.

2. Aprobada la liquidación del contrato y transcurrido el plazo de garantía, si no resultaren responsabilidades se devolverá la garantía constituida o se cancelará el aval o seguro de caución.

cve: BOE-A-2011-17887

El acuerdo de devolución deberá adoptarse y notificarse al interesado en el plazo de dos meses desde la finalización del plazo de garantía. Transcurrido el mismo, la Administración deberá abonar al contratista la cantidad adeudada incrementada con el interés legal del dinero correspondiente al período transcurrido desde el vencimiento del citado plazo hasta la fecha de la devolución de la garantía, si ésta no se hubiera hecho efectiva por causa imputable a la Administración.

3. En el supuesto de recepción parcial sólo podrá el contratista solicitar la devolución o cancelación de la parte proporcional de la garantía cuando así se autorice expresamente en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

4. En los casos de cesión de contratos no se procederá a la devolución o cancelación de la garantía prestada por el cedente hasta que se halle formalmente constituida la del cesionario.

5. Transcurrido un año desde la fecha de terminación del contrato, sin que la recepción formal y la liquidación hubiesen tenido lugar por causas no imputables al contratista, se procederá, sin más demora, a la devolución o cancelación de las garantías una vez depuradas las responsabilidades a que se refiere el artículo 100.

Cuando el importe del contrato sea inferior a 1.000.000 de euros, si se trata de contratos de obras, o a 100.000 euros, en el caso de otros contratos, el plazo se reducirá a seis meses.

*Sección 2.ª Garantía provisional*

Artículo 103. *Exigencia y régimen.*

1. En atención a las circunstancias concurrentes en cada contrato, los órganos de contratación podrán exigir a los licitadores la constitución de una garantía que responda del mantenimiento de sus ofertas hasta la adjudicación del mismo. Para el licitador que resulte adjudicatario, la garantía provisional responderá también del cumplimiento de las obligaciones que le impone el segundo párrafo del artículo 151.2.

Cuando el órgano de contratación decida exigir una garantía provisional deberá justificar suficientemente en el expediente las razones de su exigencia para ese concreto contrato.

2. En los pliegos de cláusulas administrativas se determinará el importe de la garantía provisional, que no podrá ser superior a un 3 por 100 del presupuesto del contrato, excluido el Impuesto sobre el Valor Añadido, y el régimen de su devolución. La garantía provisional podrá prestarse en cualquiera de las formas previstas en el artículo 96.

3. Cuando se exijan garantías provisionales éstas se depositarán, en las condiciones que las normas de desarrollo de esta Ley establezcan, en la siguiente forma:

a) En la Caja General de Depósitos o en sus sucursales encuadradas en las Delegaciones de Economía y Hacienda, o en la Caja o establecimiento público equivalente de las Comunidades Autónomas o Entidades locales contratantes ante las que deban surtir efecto cuando se trate de garantías en efectivo.

b) Ante el órgano de contratación, cuando se trate de certificados de inmovilización de valores anotados, de avales o de certificados de seguro de caución.

4. La garantía provisional se extinguirá automáticamente y será devuelta a los licitadores inmediatamente después de la adjudicación del contrato. En todo caso, la garantía será retenida al licitador cuya proposición hubiera sido seleccionada para la adjudicación hasta que proceda a la constitución de la garantía definitiva, e incautada a las empresas que retiren injustificadamente su proposición antes de la adjudicación.

5. El adjudicatario podrá aplicar el importe de la garantía provisional a la definitiva o proceder a una nueva constitución de esta última, en cuyo caso la garantía provisional se cancelará simultáneamente a la constitución de la definitiva.

cve: BOE-A-2011-17887

CAPÍTULO II

**Garantías a prestar en otros contratos del sector público**

Artículo 104. *Supuestos y régimen.*

1. En los contratos que celebren los entes, organismos y entidades del sector público que no tengan la consideración de Administraciones Públicas, los órganos de contratación podrán exigir la prestación de una garantía a los licitadores o candidatos, para responder del mantenimiento de sus ofertas hasta la adjudicación y, en su caso, formalización del contrato o al adjudicatario, para asegurar la correcta ejecución de la prestación.

2. El importe de la garantía, que podrá presentarse en alguna de las formas previstas en el artículo 96, así como el régimen de su devolución o cancelación serán establecidos por el órgano de contratación, atendidas las circunstancias y características del contrato.

TÍTULO V

**Modificación de los contratos**

Artículo 105. *Supuestos.*

1. Sin perjuicio de los supuestos previstos en esta Ley de sucesión en la persona del contratista, cesión del contrato, revisión de precios y prórroga del plazo de ejecución, los contratos del sector público sólo podrán modificarse cuando así se haya previsto en los pliegos o en el anuncio de licitación o en los casos y con los límites establecidos en el artículo 107.

En cualesquiera otros supuestos, si fuese necesario que la prestación se ejecutase en forma distinta a la pactada, inicialmente deberá procederse a la resolución del contrato en vigor y a la celebración de otro bajo las condiciones pertinentes. Este nuevo contrato deberá adjudicarse de acuerdo con lo previsto en el Libro III.

2. La modificación del contrato no podrá realizarse con el fin de adicionar prestaciones complementarias a las inicialmente contratadas, ampliar el objeto del contrato a fin de que pueda cumplir finalidades nuevas no contempladas en la documentación preparatoria del mismo, o incorporar una prestación susceptible de utilización o aprovechamiento independiente. En estos supuestos, deberá procederse a una nueva contratación de la prestación correspondiente, en la que podrá aplicarse el régimen establecido para la adjudicación de contratos complementarios si concurren las circunstancias previstas en los artículos 171.b) y 174.b).

Artículo 106. *Modificaciones previstas en la documentación que rige la licitación.*

Los contratos del sector público podrán modificarse siempre que en los pliegos o en el anuncio de licitación se haya advertido expresamente de esta posibilidad y se hayan detallado de forma clara, precisa e inequívoca las condiciones en que podrá hacerse uso de la misma, así como el alcance y límites de las modificaciones que pueden acordarse con expresa indicación del porcentaje del precio del contrato al que como máximo puedan afectar, y el procedimiento que haya de seguirse para ello.

A estos efectos, los supuestos en que podrá modificarse el contrato deberán definirse con total concreción por referencia a circunstancias cuya concurrencia pueda verificarse de forma objetiva y las condiciones de la eventual modificación deberán precisarse con un detalle suficiente para permitir a los licitadores su valoración a efectos de formular su oferta y ser tomadas en cuenta en lo que se refiere a la exigencia de condiciones de aptitud a los licitadores y valoración de las ofertas.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 107. *Modificaciones no previstas en la documentación que rige la licitación.*

1. Las modificaciones no previstas en los pliegos o en el anuncio de licitación solo podrán efectuarse cuando se justifique suficientemente la concurrencia de alguna de las siguientes circunstancias:

a) Inadecuación de la prestación contratada para satisfacer las necesidades que pretenden cubrirse mediante el contrato debido a errores u omisiones padecidos en la redacción del proyecto o de las especificaciones técnicas.

b) Inadecuación del proyecto o de las especificaciones de la prestación por causas objetivas que determinen su falta de idoneidad, consistentes en circunstancias de tipo geológico, hídrico, arqueológico, medioambiental o similares, puestas de manifiesto con posterioridad a la adjudicación del contrato y que no fuesen previsibles con anterioridad aplicando toda la diligencia requerida de acuerdo con una buena práctica profesional en la elaboración del proyecto o en la redacción de las especificaciones técnicas.

c) Fuerza mayor o caso fortuito que hiciesen imposible la realización de la prestación en los términos inicialmente definidos.

d) Conveniencia de incorporar a la prestación avances técnicos que la mejoren notoriamente, siempre que su disponibilidad en el mercado, de acuerdo con el estado de la técnica, se haya producido con posterioridad a la adjudicación del contrato.

e) Necesidad de ajustar la prestación a especificaciones técnicas, medioambientales, urbanísticas, de seguridad o de accesibilidad aprobadas con posterioridad a la adjudicación del contrato.

2. La modificación del contrato acordada conforme a lo previsto en este artículo no podrá alterar las condiciones esenciales de la licitación y adjudicación, y deberá limitarse a introducir las variaciones estrictamente indispensables para responder a la causa objetiva que la haga necesaria.

3. A los efectos de lo previsto en el apartado anterior, se entenderá que se alteran las condiciones esenciales de licitación y adjudicación del contrato en los siguientes casos:

a) Cuando la modificación varíe sustancialmente la función y características esenciales de la prestación inicialmente contratada.

b) Cuando la modificación altere la relación entre la prestación contratada y el precio, tal y como esa relación quedó definida por las condiciones de la adjudicación.

c) Cuando para la realización de la prestación modificada fuese necesaria una habilitación profesional diferente de la exigida para el contrato inicial o unas condiciones de solvencia sustancialmente distintas.

d) Cuando las modificaciones del contrato igualen o excedan, en más o en menos, el 10 por ciento del precio de adjudicación del contrato; en el caso de modificaciones sucesivas, el conjunto de ellas no podrá superar este límite.

e) En cualesquiera otros casos en que pueda presumirse que, de haber sido conocida previamente la modificación, hubiesen concurrido al procedimiento de adjudicación otros interesados, o que los licitadores que tomaron parte en el mismo hubieran presentado ofertas sustancialmente diferentes a las formuladas.

Artículo 108. *Procedimiento*

1. En el caso previsto en el artículo 106 las modificaciones contractuales se acordarán en la forma que se hubiese especificado en el anuncio o en los pliegos.

2. Antes de proceder a la modificación del contrato con arreglo a lo dispuesto en el artículo 107, deberá darse audiencia al redactor del proyecto o de las especificaciones técnicas, si éstos se hubiesen preparado por un tercero ajeno al órgano de contratación en virtud de un contrato de servicios, para que, en un plazo no inferior a tres días, formule las consideraciones que tenga por conveniente.

cve: BOE-A-2011-17887

3. Lo dispuesto en este artículo se entiende sin perjuicio de lo establecido en el artículo 211 para el caso de modificaciones que afecten a contratos administrativos.

LIBRO II

**Preparación de los contratos**

TÍTULO I

**Preparación de contratos por las Administraciones Públicas**

CAPÍTULO I

**Normas generales**

*Sección 1.ª Expediente de contratación*

Subsección 1.ª Tramitación Ordinaria

Artículo 109. *Expediente de contratación: iniciación y contenido.*

1. La celebración de contratos por parte de las Administraciones Públicas requerirá la previa tramitación del correspondiente expediente, que se iniciará por el órgano de contratación motivando la necesidad del contrato en los términos previstos en el artículo 22 de esta Ley.

2. El expediente deberá referirse a la totalidad del objeto del contrato, sin perjuicio de lo previsto en el apartado 3 del artículo 86 acerca de su eventual división en lotes, a efectos de la licitación y adjudicación.

3. Al expediente se incorporarán el pliego de cláusulas administrativas particulares y el de prescripciones técnicas que hayan de regir el contrato. En el caso de que el procedimiento elegido para adjudicar el contrato sea el de diálogo competitivo regulado en la sección 5.ª, del Capítulo I, del Título I, del Libro III, los pliegos de cláusulas administrativas y de prescripciones técnicas serán sustituidos por el documento descriptivo a que hace referencia el artículo 181.1.

Asimismo, deberá incorporarse el certificado de existencia de crédito o documento que legalmente le sustituya, y la fiscalización previa de la intervención, en su caso, en los términos previstos en la Ley 47/2003, de 26 de noviembre.

4. En el expediente se justificará adecuadamente la elección del procedimiento y la de los criterios que se tendrán en consideración para adjudicar el contrato.

5. Si la financiación del contrato ha de realizarse con aportaciones de distinta procedencia, aunque se trate de órganos de una misma Administración pública, se tramitará un solo expediente por el órgano de contratación al que corresponda la adjudicación del contrato, debiendo acreditarse en aquél la plena disponibilidad de todas las aportaciones y determinarse el orden de su abono, con inclusión de una garantía para su efectividad.

Artículo 110. *Aprobación del expediente.*

1. Completado el expediente de contratación, se dictará resolución motivada por el órgano de contratación aprobando el mismo y disponiendo la apertura del procedimiento de adjudicación. Dicha resolución implicará también la aprobación del gasto, salvo el supuesto excepcional previsto en la letra a) del apartado 3 del artículo 150, o que las normas de desconcentración o el acto de delegación hubiesen establecido lo contrario, en cuyo caso deberá recabarse la aprobación del órgano competente.

2. Los expedientes de contratación podrán ultimarse incluso con la adjudicación y formalización del correspondiente contrato, aun cuando su ejecución, ya se realice en

cve: BOE-A-2011-17887

una o en varias anualidades, deba iniciarse en el ejercicio siguiente. A estos efectos podrán comprometerse créditos con las limitaciones que se determinen en las normas presupuestarias de las distintas Administraciones públicas sujetas a esta Ley.

Artículo 111. *Expediente de contratación en contratos menores.*

1. En los contratos menores definidos en el artículo 138.3, la tramitación del expediente sólo exigirá la aprobación del gasto y la incorporación al mismo de la factura correspondiente, que deberá reunir los requisitos que las normas de desarrollo de esta Ley establezcan.

2. En el contrato menor de obras, deberá añadirse, además, el presupuesto de las obras, sin perjuicio de que deba existir el correspondiente proyecto cuando normas específicas así lo requieran. Deberá igualmente solicitarse el informe de supervisión a que se refiere el artículo 125 cuando el trabajo afecte a la estabilidad, seguridad o estanqueidad de la obra.

Subsección 2.ª Tramitación abreviada del expediente

Artículo 112. *Tramitación urgente del expediente.*

1. Podrán ser objeto de tramitación urgente los expedientes correspondientes a los contratos cuya celebración responda a una necesidad inaplazable o cuya adjudicación sea preciso acelerar por razones de interés público. A tales efectos el expediente deberá contener la declaración de urgencia hecha por el órgano de contratación, debidamente motivada.

2. Los expedientes calificados de urgentes se tramitarán siguiendo el mismo procedimiento que los ordinarios, con las siguientes especialidades:

a) Los expedientes gozarán de preferencia para su despacho por los distintos órganos que intervengan en la tramitación, que dispondrán de un plazo de cinco días para emitir los respectivos informes o cumplimentar los trámites correspondientes.

Cuando la complejidad del expediente o cualquier otra causa igualmente justificada impida cumplir el plazo antes indicado, los órganos que deban evacuar el trámite lo pondrán en conocimiento del órgano de contratación que hubiese declarado la urgencia. En tal caso el plazo quedará prorrogado hasta diez días.

b) Acordada la apertura del procedimiento de adjudicación, los plazos establecidos en esta Ley para la licitación, adjudicación y formalización del contrato se reducirán a la mitad, salvo el plazo de quince días hábiles establecido en el párrafo primero del artículo 156.3 como período de espera antes de la formalización del contrato.

No obstante, cuando se trate de procedimientos relativos a contratos sujetos a regulación armonizada, esta reducción no afectará a los plazos establecidos en los artículos 158 y 159 para la facilitación de información a los licitadores y la presentación de proposiciones en el procedimiento abierto. En los procedimientos restringidos y en los negociados en los que, conforme a lo previsto en el artículo 177.1, proceda la publicación de un anuncio de la licitación, el plazo para la presentación de solicitudes de participación podrá reducirse hasta quince días contados desde el envío del anuncio de licitación, o hasta diez, si este envío se efectúa por medios electrónicos, informáticos o telemáticos, y el plazo para facilitar la información suplementaria a que se refiere el artículo 166.4 se reducirá a cuatro días. En el procedimiento restringido, el plazo para la presentación de proposiciones previsto en el artículo 167.1 podrá reducirse hasta diez días a partir de la fecha del envío de la invitación para presentar ofertas.

c) El plazo de inicio de la ejecución del contrato no podrá ser superior a quince días hábiles, contados desde la formalización. Si se excediese este plazo, el contrato podrá ser resuelto, salvo que el retraso se debiera a causas ajenas a la Administración contratante y al contratista y así se hiciera constar en la correspondiente resolución motivada.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 113. *Tramitación de emergencia.*

1. Cuando la Administración tenga que actuar de manera inmediata a causa de acontecimientos catastróficos, de situaciones que supongan grave peligro o de necesidades que afecten a la defensa nacional, se estará al siguiente régimen excepcional:

a) El órgano de contratación, sin obligación de tramitar expediente administrativo, podrá ordenar la ejecución de lo necesario para remediar el acontecimiento producido o satisfacer la necesidad sobrevenida, o contratar libremente su objeto, en todo o en parte, sin sujetarse a los requisitos formales establecidos en la presente Ley, incluso el de la existencia de crédito suficiente. El acuerdo correspondiente se acompañará de la oportuna retención de crédito o documentación que justifique la iniciación del expediente de modificación de crédito.

b) Si el contrato ha sido celebrado por la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social o demás entidades públicas estatales, se dará cuenta de dichos acuerdos al Consejo de Ministros en el plazo máximo de sesenta días.

c) Simultáneamente, por el Ministerio de Economía y Hacienda, si se trata de la Administración General del Estado, o por los representantes legales de los organismos autónomos y entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social, se autorizará el libramiento de los fondos precisos para hacer frente a los gastos, con carácter de a justificar.

d) Ejecutadas las actuaciones objeto de este régimen excepcional, se procederá a cumplimentar los trámites necesarios para la intervención y aprobación de la cuenta justificativa, sin perjuicio de los ajustes precisos que se establezcan reglamentariamente a efectos de dar cumplimiento al artículo 49 de la Ley General Presupuestaria.

e) El plazo de inicio de la ejecución de las prestaciones no podrá ser superior a un mes, contado desde la adopción del acuerdo previsto en la letra a). Si se excediese este plazo, la contratación de dichas prestaciones requerirá la tramitación de un procedimiento ordinario.

Asimismo, transcurrido dicho plazo, se rendirá la cuenta justificativa del libramiento que, en su caso, se hubiese efectuado, con reintegro de los fondos no invertidos. En las normas de desarrollo de esta Ley se desarrollará el procedimiento de control de estas obligaciones.

2. Las restantes prestaciones que sean necesarias para completar la actuación acometida por la Administración y que no tengan carácter de emergencia se contratarán con arreglo a la tramitación ordinaria regulada en esta Ley.

*Sección 2.ª Pliegos de cláusulas administrativas y de prescripciones técnicas*

Artículo 114. *Pliegos de cláusulas administrativas generales.*

1. El Consejo de Ministros, a iniciativa de los Ministerios interesados, a propuesta del Ministro de Economía y Hacienda, y previo dictamen del Consejo de Estado, podrá aprobar pliegos de cláusulas administrativas generales, que deberán ajustarse en su contenido a los preceptos de esta Ley y de sus disposiciones de desarrollo, para su utilización en los contratos que se celebren por los órganos de contratación de la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social y demás entidades públicas estatales.

2. Cuando se trate de pliegos generales para la adquisición de bienes y servicios relacionados con las tecnologías para la información, la propuesta al Consejo de Ministros corresponderá conjuntamente al Ministro de Economía y Hacienda y al Ministro de Política Territorial y Administración Pública.

3. Las Comunidades Autónomas y las entidades que integran la Administración Local podrán aprobar pliegos de cláusulas administrativas generales, de acuerdo con sus

cve: BOE-A-2011-17887

normas específicas, previo dictamen del Consejo de Estado u órgano consultivo equivalente de la Comunidad Autónoma respectiva, si lo hubiera.

Artículo 115. *Pliegos de cláusulas administrativas particulares.*

1. Los pliegos de cláusulas administrativas particulares deberán aprobarse previamente a la autorización del gasto o conjuntamente con ella, y siempre antes de la licitación del contrato, o de no existir ésta, antes de su adjudicación.
2. En los pliegos de cláusulas administrativas particulares se incluirán los pactos y condiciones definidores de los derechos y obligaciones de las partes del contrato y las demás menciones requeridas por esta Ley y sus normas de desarrollo. En el caso de contratos mixtos, se detallará el régimen jurídico aplicable a sus efectos, cumplimiento y extinción, atendiendo a las normas aplicables a las diferentes prestaciones fusionadas en ellos.
3. Los contratos se ajustarán al contenido de los pliegos particulares, cuyas cláusulas se consideran parte integrante de los mismos.
4. La aprobación de los pliegos de cláusulas administrativas particulares corresponderá al órgano de contratación, que podrá, asimismo, aprobar modelos de pliegos particulares para determinadas categorías de contratos de naturaleza análoga.
5. La Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado deberá informar con carácter previo todos los pliegos particulares en que se proponga la inclusión de estipulaciones contrarias a los correspondientes pliegos generales.
6. En la Administración General del Estado, sus organismos autónomos, entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social y demás entidades públicas estatales, la aprobación de los pliegos y de los modelos requerirá el informe previo del Servicio Jurídico respectivo. Este informe no será necesario cuando el pliego de cláusulas administrativas particulares se ajuste a un modelo de pliego que haya sido previamente objeto de este informe.

Artículo 116. *Pliegos de prescripciones técnicas.*

1. El órgano de contratación aprobará con anterioridad a la autorización del gasto o conjuntamente con ella, y siempre antes de la licitación del contrato, o de no existir ésta, antes de su adjudicación, los pliegos y documentos que contengan las prescripciones técnicas particulares que hayan de regir la realización de la prestación y definan sus calidades, de conformidad con los requisitos que para cada contrato establece la presente Ley.
2. Previo informe de la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado, el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministro correspondiente, podrá establecer los pliegos de prescripciones técnicas generales a que hayan de ajustarse la Administración General del Estado, sus organismos autónomos, entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social y demás entidades públicas estatales.

Artículo 117. *Reglas para el establecimiento de prescripciones técnicas.*

1. Las prescripciones técnicas se definirán, en la medida de lo posible, teniendo en cuenta criterios de accesibilidad universal y de diseño para todos, tal como son definidos estos términos en la Ley 51/2003, de 2 de diciembre, de Igualdad de Oportunidades, no Discriminación y Accesibilidad Universal de las Personas con Discapacidad, y, siempre que el objeto del contrato afecte o pueda afectar al medio ambiente, aplicando criterios de sostenibilidad y protección ambiental, de acuerdo con las definiciones y principios regulados en los artículos 3 y 4, respectivamente, de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación.

De no ser posible definir las prescripciones técnicas teniendo en cuenta criterios de accesibilidad universal y de diseño para todos, deberá motivarse suficientemente esta circunstancia.

cve: BOE-A-2011-17887

2. Las prescripciones técnicas deberán permitir el acceso en condiciones de igualdad de los licitadores, sin que puedan tener por efecto la creación de obstáculos injustificados a la apertura de los contratos públicos a la competencia.

3. Sin perjuicio de las instrucciones y reglamentos técnicos nacionales que sean obligatorios, siempre y cuando sean compatibles con el derecho comunitario, las prescripciones técnicas podrán definirse de alguna de las siguientes formas:

a) Haciendo referencia, de acuerdo con el siguiente orden de prelación, a especificaciones técnicas contenidas en normas nacionales que incorporen normas europeas, a documentos de idoneidad técnica europeos, a especificaciones técnicas comunes, a normas internacionales, a otros sistemas de referencias técnicas elaborados por los organismos europeos de normalización o, en su defecto, a normas nacionales, a documentos de idoneidad técnica nacionales o a especificaciones técnicas nacionales en materia de proyecto, cálculo y realización de obras y de puesta en funcionamiento de productos, acompañando cada referencia de la mención «o equivalente».

b) En términos de rendimiento o de exigencias funcionales, incorporando a estas últimas, cuando el objeto del contrato afecte o pueda afectar al medio ambiente, la contemplación de características medioambientales. Los parámetros empleados deben ser suficientemente precisos como para permitir la determinación del objeto del contrato por los licitadores y la adjudicación del mismo a los órganos de contratación.

c) En términos de rendimiento o de exigencias funcionales, conforme a lo indicado en la letra b), haciendo referencia, como medio de presunción de conformidad con los mismos, a las especificaciones citadas en la letra a).

d) Haciendo referencia a las especificaciones técnicas mencionadas en la letra a), para ciertas características, y al rendimiento o a las exigencias funcionales mencionados en la letra b), para otras.

4. Cuando las prescripciones técnicas se definan en la forma prevista en la letra a) del apartado anterior, el órgano de contratación no podrá rechazar una oferta basándose en que los productos y servicios ofrecidos no se ajustan a las especificaciones a las que se ha hecho referencia, siempre que en su oferta el licitador pruebe, por cualquier medio adecuado, que las soluciones que propone cumplen de forma equivalente los requisitos definidos en las correspondiente prescripciones técnicas. A estos efectos, un informe técnico del fabricante o un informe de ensayos elaborado por un organismo técnico oficialmente reconocido podrán constituir un medio de prueba adecuado.

5. Cuando las prescripciones se establezcan en términos de rendimiento o de exigencias funcionales, no podrá rechazarse una oferta de obras, productos o servicios que se ajusten a una norma nacional que incorpore una norma europea, a un documento de idoneidad técnica europeo, a una especificación técnica común, a una norma internacional o al sistema de referencias técnicas elaborado por un organismo europeo de normalización, siempre que estos documentos técnicos tengan por objeto los rendimientos o las exigencias funcionales exigidos por las prescripciones.

En estos casos, el licitador debe probar en su oferta, que las obras, productos o servicios conformes a la norma o documento técnico cumplen las prescripciones técnicas establecidas por el órgano de contratación. A estos efectos, un informe técnico del fabricante o un informe de ensayos elaborado por un organismo técnico oficialmente reconocido podrán constituir un medio adecuado de prueba.

6. Cuando se prescriban características medioambientales en términos de rendimientos o de exigencias funcionales, podrán utilizarse prescripciones detalladas o, en su caso, partes de éstas, tal como se definen en las etiquetas ecológicas europeas, nacionales o plurinacionales, o en cualquier otra etiqueta ecológica, siempre que éstas sean apropiadas para definir las características de los suministros o de las prestaciones que sean objeto del contrato, sus exigencias se basen en información científica, en el procedimiento para su adopción hayan podido participar todas las partes concernidas tales como organismos gubernamentales, consumidores, fabricantes, distribuidores y organizaciones medioambientales, y que sean accesibles a todas las partes interesadas.

cve: BOE-A-2011-17887

Los órganos de contratación podrán indicar que los productos o servicios provistos de la etiqueta ecológica se consideran acordes con las especificaciones técnicas definidas en el pliego de prescripciones técnicas, y deberán aceptar cualquier otro medio de prueba adecuado, como un informe técnico del fabricante o un informe de ensayos elaborado por un organismo técnico oficialmente reconocido.

7. A efectos del presente artículo, se entenderá por «organismos técnicos oficialmente reconocidos» aquellos laboratorios de ensayos, entidades de calibración, y organismos de inspección y certificación que, siendo conformes con las normas aplicables, hayan sido oficialmente reconocidos por las Administraciones Públicas en el ámbito de sus respectivas competencias.

Los órganos de contratación deberán aceptar los certificados expedidos por organismos reconocidos en otros Estados miembros.

8. Salvo que lo justifique el objeto del contrato, las especificaciones técnicas no podrán mencionar una fabricación o una procedencia determinada o un procedimiento concreto, ni hacer referencia a una marca, a una patente o a un tipo, a un origen o a una producción determinados con la finalidad de favorecer o descartar ciertas empresas o ciertos productos. Tal mención o referencia se autorizará, con carácter excepcional, en el caso en que no sea posible hacer una descripción lo bastante precisa e inteligible del objeto del contrato en aplicación de los apartados 3 y 4 de este artículo y deberá ir acompañada de la mención «o equivalente».

Artículo 118. *Condiciones especiales de ejecución del contrato.*

1. Los órganos de contratación podrán establecer condiciones especiales en relación con la ejecución del contrato, siempre que sean compatibles con el derecho comunitario y se indiquen en el anuncio de licitación y en el pliego o en el contrato. Estas condiciones de ejecución podrán referirse, en especial, a consideraciones de tipo medioambiental o a consideraciones de tipo social, con el fin de promover el empleo de personas con dificultades particulares de inserción en el mercado laboral, eliminar las desigualdades entre el hombre y la mujer en dicho mercado, combatir el paro, favorecer la formación en el lugar de trabajo, u otras finalidades que se establezcan con referencia a la estrategia coordinada para el empleo, definida en el artículo 145 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, o garantizar el respeto a los derechos laborales básicos a lo largo de la cadena de producción mediante la exigencia del cumplimiento de las Convenciones fundamentales de la Organización Internacional del Trabajo.

2. Los pliegos o el contrato podrán establecer penalidades, conforme a lo prevenido en el artículo 212.1, para el caso de incumplimiento de estas condiciones especiales de ejecución, o atribuirles el carácter de obligaciones contractuales esenciales a los efectos señalados en el artículo 223.f). Cuando el incumplimiento de estas condiciones no se tipifique como causa de resolución del contrato, el mismo podrá ser considerado en los pliegos o en el contrato, en los términos que se establezcan reglamentariamente, como infracción grave a los efectos establecidos en el artículo 60.2.e).

Artículo 119. *Información sobre las obligaciones relativas a la fiscalidad, protección del medio ambiente, empleo y condiciones laborales.*

1. El órgano de contratación podrá señalar en el pliego el organismo u organismos de los que los candidatos o licitadores puedan obtener la información pertinente sobre las obligaciones relativas a la fiscalidad, a la protección del medio ambiente, y a las disposiciones vigentes en materia de protección del empleo, condiciones de trabajo y prevención de riesgos laborales, que serán aplicables a los trabajos efectuados en la obra o a los servicios prestados durante la ejecución del contrato.

2. El órgano de contratación que facilite la información a la que se refiere el apartado 1 solicitará a los licitadores o a los candidatos en un procedimiento de adjudicación de contratos que manifiesten haber tenido en cuenta en la elaboración de sus ofertas las obligaciones derivadas de las disposiciones vigentes en materia de protección del empleo,

cve: BOE-A-2011-17887

condiciones de trabajo y prevención de riesgos laborales, y protección del medio ambiente.

Esto no obstará para la aplicación de lo dispuesto en el artículo 152 sobre verificación de las ofertas que incluyan valores anormales o desproporcionados.

Artículo 120. *Información sobre las condiciones de subrogación en contratos de trabajo*

En aquellos contratos que impongan al adjudicatario la obligación de subrogarse como empleador en determinadas relaciones laborales, el órgano de contratación deberá facilitar a los licitadores, en el propio pliego o en la documentación complementaria, la información sobre las condiciones de los contratos de los trabajadores a los que afecte la subrogación que resulte necesaria para permitir la evaluación de los costes laborales que implicará tal medida. A estos efectos, la empresa que viniese efectuando la prestación objeto del contrato a adjudicar y que tenga la condición de empleadora de los trabajadores afectados estará obligada a proporcionar la referida información al órgano de contratación, a requerimiento de éste.

## CAPÍTULO II

## Normas especiales para la preparación de determinados contratos

### *Sección 1.ª Actuaciones preparatorias del contrato de obras*

#### Subsección 1.ª Proyecto de obras y replanteo

Artículo 121. *Proyecto de obras.*

1. En los términos previstos en esta Ley, la adjudicación de un contrato de obras requerirá la previa elaboración, supervisión, aprobación y replanteo del correspondiente proyecto que definirá con precisión el objeto del contrato. La aprobación del proyecto corresponderá al órgano de contratación salvo que tal competencia esté específicamente atribuida a otro órgano por una norma jurídica.
2. En el supuesto de adjudicación conjunta de proyecto y obra, la ejecución de ésta quedará condicionada a la supervisión, aprobación y replanteo del proyecto por el órgano de contratación.

Artículo 122. *Clasificación de las obras.*

1. A los efectos de elaboración de los proyectos se clasificarán las obras, según su objeto y naturaleza, en los grupos siguientes:

a) Obras de primer establecimiento, reforma o gran reparación.
b) Obras de reparación simple, restauración o rehabilitación.
c) Obras de conservación y mantenimiento.
d) Obras de demolición.

2. Son obras de primer establecimiento las que dan lugar a la creación de un bien inmueble.
3. El concepto general de reforma abarca el conjunto de obras de ampliación, mejora, modernización, adaptación, adecuación o refuerzo de un bien inmueble ya existente.
4. Se consideran como obras de reparación las necesarias para enmendar un menoscabo producido en un bien inmueble por causas fortuitas o accidentales. Cuando afecten fundamentalmente a la estructura resistente tendrán la calificación de gran reparación y, en caso contrario, de reparación simple.

cve: BOE-A-2011-17887

5. Si el menoscabo se produce en el tiempo por el natural uso del bien, las obras necesarias para su enmienda tendrán el carácter de conservación. Las obras de mantenimiento tendrán el mismo carácter que las de conservación.

6. Son obras de restauración aquellas que tienen por objeto reparar una construcción conservando su estética, respetando su valor histórico y manteniendo su funcionalidad.

7. Son obras de rehabilitación aquellas que tienen por objeto reparar una construcción conservando su estética, respetando su valor histórico y dotándola de una nueva funcionalidad que sea compatible con los elementos y valores originales del inmueble.

8. Son obras de demolición las que tengan por objeto el derribo o la destrucción de un bien inmueble.

Artículo 123. *Contenido de los proyectos y responsabilidad derivada de su elaboración.*

1. Los proyectos de obras deberán comprender, al menos:

a) Una memoria en la que se describa el objeto de las obras, que recogerá los antecedentes y situación previa a las mismas, las necesidades a satisfacer y la justificación de la solución adoptada, detallándose los factores de todo orden a tener en cuenta.

b) Los planos de conjunto y de detalle necesarios para que la obra quede perfectamente definida, así como los que delimiten la ocupación de terrenos y la restitución de servidumbres y demás derechos reales, en su caso, y servicios afectados por su ejecución.

c) El pliego de prescripciones técnicas particulares, donde se hará la descripción de las obras y se regulará su ejecución, con expresión de la forma en que ésta se llevará a cabo, las obligaciones de orden técnico que correspondan al contratista, y la manera en que se llevará a cabo la medición de las unidades ejecutadas y el control de calidad de los materiales empleados y del proceso de ejecución.

d) Un presupuesto, integrado o no por varios parciales, con expresión de los precios unitarios y de los descompuestos, en su caso, estado de mediciones y los detalles precisos para su valoración.

e) Un programa de desarrollo de los trabajos o plan de obra de carácter indicativo, con previsión, en su caso, del tiempo y coste.

f) Las referencias de todo tipo en que se fundamentará el replanteo de la obra.

g) El estudio de seguridad y salud o, en su caso, el estudio básico de seguridad y salud, en los términos previstos en las normas de seguridad y salud en las obras.

h) Cuanta documentación venga prevista en normas de carácter legal o reglamentario.

2. No obstante, para los proyectos de obras de primer establecimiento, reforma o gran reparación inferiores a 350.000 euros, y para los restantes proyectos enumerados en el artículo anterior, se podrá simplificar, refundir o incluso suprimir, alguno o algunos de los documentos anteriores en la forma que en las normas de desarrollo de esta Ley se determine, siempre que la documentación resultante sea suficiente para definir, valorar y ejecutar las obras que comprenda. No obstante, sólo podrá prescindirse de la documentación indicada en la letra g) del apartado anterior en los casos en que así esté previsto en la normativa específica que la regula.

3. Salvo que ello resulte incompatible con la naturaleza de la obra, el proyecto deberá incluir un estudio geotécnico de los terrenos sobre los que ésta se va a ejecutar, así como los informes y estudios previos necesarios para la mejor determinación del objeto del contrato.

4. Cuando la elaboración del proyecto haya sido contratada íntegramente por la Administración, el autor o autores del mismo incurrirán en responsabilidad en los términos establecidos en los artículos 310 a 312. En el supuesto de que la prestación se llevara a

cve: BOE-A-2011-17887

cabo en colaboración con la Administración y bajo su supervisión, las responsabilidades se limitarán al ámbito de la colaboración.

5. Los proyectos deberán sujetarse a las instrucciones técnicas que sean de obligado cumplimiento.

Artículo 124. *Presentación del proyecto por el empresario.*

1. La contratación conjunta de la elaboración del proyecto y la ejecución de las obras correspondientes tendrá carácter excepcional y sólo podrá efectuarse en los siguientes supuestos cuya concurrencia deberá justificarse debidamente en el expediente:

a) Cuando motivos de orden técnico obliguen necesariamente a vincular al empresario a los estudios de las obras. Estos motivos deben estar ligados al destino o a las técnicas de ejecución de la obra.

b) Cuando se trate de obras cuya dimensión excepcional o dificultades técnicas singulares, requieran soluciones aportadas con medios y capacidad técnica propias de las empresas.

2. En todo caso, la licitación de este tipo de contrato requerirá la redacción previa por la Administración o entidad contratante del correspondiente anteproyecto o documento similar y sólo, cuando por causas justificadas fuera conveniente al interés público, podrá limitarse a redactar las bases técnicas a que el proyecto deba ajustarse.

3. El contratista presentará el proyecto al órgano de contratación para su supervisión, aprobación y replanteo. Si se observaren defectos o referencias de precios inadecuados en el proyecto recibido se requerirá su subsanación del contratista, en los términos del artículo 310, sin que pueda iniciarse la ejecución de obra hasta que se proceda a una nueva supervisión, aprobación y replanteo del proyecto. En el supuesto de que el órgano de contratación y el contratista no llegaren a un acuerdo sobre los precios, el último quedará exonerado de ejecutar las obras, sin otro derecho frente al órgano de contratación que el pago de los trabajos de redacción del correspondiente proyecto.

4. En los casos a que se refiere este artículo, la iniciación del expediente y la reserva de crédito correspondiente fijarán el importe estimado máximo que el futuro contrato puede alcanzar. No obstante, no se procederá a la fiscalización del gasto, a su aprobación, así como a la adquisición del compromiso generado por el mismo, hasta que se conozca el importe y las condiciones del contrato de acuerdo con la proposición seleccionada, circunstancias que serán recogidas en el correspondiente pliego de cláusulas administrativas particulares.

5. Cuando se trate de la elaboración de un proyecto de obras singulares de infraestructuras hidráulicas o de transporte cuya entidad o complejidad no permita establecer el importe estimativo de la realización de las obras, la previsión del precio máximo a que se refiere el apartado anterior se limitará exclusivamente al proyecto. La ejecución de la obra quedará supeditada al estudio de la viabilidad de su financiación y a la tramitación del correspondiente expediente de gasto. En el supuesto de que se renunciara a la ejecución de la obra o no se produzca pronunciamiento en un plazo de tres meses, salvo que el pliego de cláusulas estableciera otro mayor, el contratista tendrá derecho al pago del precio del proyecto incrementado en el 5 por 100 como compensación.

Artículo 125. *Supervisión de proyectos.*

Antes de la aprobación del proyecto, cuando la cuantía del contrato de obras sea igual o superior a 350.000 euros, los órganos de contratación deberán solicitar un informe de las correspondientes oficinas o unidades de supervisión de los proyectos encargadas de verificar que se han tenido en cuenta las disposiciones generales de carácter legal o reglamentario así como la normativa técnica que resulten de aplicación para cada tipo de proyecto. La responsabilidad por la aplicación incorrecta de las mismas en los diferentes estudios y cálculos se exigirá de conformidad con lo dispuesto en el artículo 123.4. En los proyectos de cuantía inferior a la señalada, el informe tendrá carácter facultativo, salvo

cve: BOE-A-2011-17887

que se trate de obras que afecten a la estabilidad, seguridad o estanqueidad de la obra en cuyo caso el informe de supervisión será igualmente preceptivo.

Artículo 126. *Replanteo del proyecto.*

1. Aprobado el proyecto y previamente a la tramitación del expediente de contratación de la obra, se procederá a efectuar el replanteo del mismo, el cual consistirá en comprobar la realidad geométrica de la misma y la disponibilidad de los terrenos precisos para su normal ejecución, que será requisito indispensable para la adjudicación en todos los procedimientos. Asimismo se deberán comprobar cuantos supuestos figuren en el proyecto elaborado y sean básicos para el contrato a celebrar.
2. En la tramitación de los expedientes de contratación referentes a obras de infraestructuras hidráulicas, de transporte y de carreteras, se dispensará del requisito previo de disponibilidad de los terrenos, si bien la ocupación efectiva de aquéllos deberá ir precedida de la formalización del acta de ocupación.
3. En los casos de cesión de terrenos o locales por Entidades públicas, será suficiente para acreditar la disponibilidad de los terrenos, la aportación de los acuerdos de cesión y aceptación por los órganos competentes.
4. Una vez realizado el replanteo se incorporará el proyecto al expediente de contratación.

Subsección 2.ª Pliego de Cláusulas Administrativas en contratos bajo la modalidad de abono total del precio

Artículo 127. *Contenido de los pliegos de cláusulas administrativas en los contratos de obra con abono total del precio.*

En los contratos de obras en los que se estipule que la Administración satisfará el precio mediante un único abono efectuado en el momento de terminación de la obra, obligándose el contratista a financiar su construcción adelantando las cantidades necesarias hasta que se produzca la recepción de la obra terminada, los pliegos de cláusulas administrativas particulares deberán incluir las condiciones específicas de la financiación, así como, en su caso, la capitalización de sus intereses y su liquidación, debiendo las ofertas expresar separadamente el precio de construcción y el precio final a pagar, a efectos de que en la valoración de las mismas se puedan ponderar las condiciones de financiación y la refinanciación, en su caso, de los costes de construcción.

*Sección 2.ª Actuaciones preparatorias del contrato de concesión de obra pública*

Artículo 128. *Estudio de viabilidad*

1. Con carácter previo a la decisión de construir y explotar en régimen de concesión una obra pública, el órgano que corresponda de la Administración concedente acordará la realización de un estudio de viabilidad de la misma.
2. El estudio de viabilidad deberá contener, al menos, los datos, análisis, informes o estudios que procedan sobre los puntos siguientes:

a) Finalidad y justificación de la obra, así como definición de sus características esenciales.
b) Previsiones sobre la demanda de uso e incidencia económica y social de la obra en su área de influencia y sobre la rentabilidad de la concesión.
c) Valoración de los datos e informes existentes que hagan referencia al planeamiento sectorial, territorial o urbanístico.
d) Estudio de impacto ambiental cuando éste sea preceptivo de acuerdo con la legislación vigente. En los restantes casos, un análisis ambiental de las alternativas y las correspondientes medidas correctoras y protectoras necesarias.

cve: BOE-A-2011-17887

e) Justificación de la solución elegida, indicando, entre las alternativas consideradas si se tratara de infraestructuras viarias o lineales, las características de su trazado.

f) Riesgos operativos y tecnológicos en la construcción y explotación de la obra.

g) Coste de la inversión a realizar, así como el sistema de financiación propuesto para la construcción de la obra con la justificación, asimismo, de la procedencia de ésta.

h) Estudio de seguridad y salud o, en su caso, estudio básico de seguridad y salud, en los términos previstos en las disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.

3. La Administración concedente someterá el estudio de viabilidad a información pública por el plazo de un mes, prorrogable por idéntico plazo en razón de la complejidad del mismo y dará traslado del mismo para informe a los órganos de la Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y Entidades Locales afectados cuando la obra no figure en el correspondiente planeamiento urbanístico, que deberán emitirlo en el plazo de un mes.

4. El trámite de información pública previsto en el apartado anterior servirá también para cumplimentar el concerniente al estudio de impacto ambiental, en los casos en que la declaración de impacto ambiental resulte preceptiva.

5. Se admitirá la iniciativa privada en la presentación de estudios de viabilidad de eventuales concesiones. Presentado el estudio será elevado al órgano competente para que en el plazo de tres meses comunique al particular la decisión de tramitar o no tramitar el mismo o fije un plazo mayor para su estudio que, en ningún caso, será superior a seis meses. El silencio de la Administración o de la entidad que corresponda equivaldrá a la no aceptación del estudio.

En el supuesto de que el estudio de viabilidad culminara en el otorgamiento de la correspondiente concesión tras la oportuna licitación, su autor tendrá derecho, siempre que no haya resultado adjudicatario y salvo que el estudio hubiera resultado insuficiente de acuerdo con su propia finalidad, al resarcimiento de los gastos efectuados para su elaboración, incrementados en un 5 por 100 como compensación, gastos que podrán imponerse al concesionario como condición contractual en el correspondiente pliego de cláusulas administrativas particulares. El importe de los gastos será determinado por la Administración concedente en función de los que resulten acreditados por quien haya presentado el estudio, conformes con la naturaleza y contenido de éste y de acuerdo con los precios de mercado.

6. La Administración concedente podrá acordar motivadamente la sustitución del estudio de viabilidad a que se refieren los apartados anteriores por un estudio de viabilidad económico-financiera cuando por la naturaleza y finalidad de la obra o por la cuantía de la inversión requerida considerara que éste es suficiente. En estos supuestos la Administración elaborará además, antes de licitar la concesión, el correspondiente anteproyecto o proyecto para asegurar los trámites establecidos en los apartados 3 y 4 del artículo siguiente.

Artículo 129. *Anteproyecto de construcción y explotación de la obra.*

1. En función de la complejidad de la obra y del grado de definición de sus características, la Administración concedente, aprobado el estudio de viabilidad, podrá acordar la redacción del correspondiente anteproyecto. Éste podrá incluir, de acuerdo con la naturaleza de la obra, zonas complementarias de explotación comercial.

2. El anteproyecto de construcción y explotación de la obra deberá contener, como mínimo, la siguiente documentación:

a) Una memoria en la que se expondrán las necesidades a satisfacer, los factores sociales, técnicos, económicos, medioambientales y administrativos considerados para atender el objetivo fijado y la justificación de la solución que se propone. La memoria se acompañará de los datos y cálculos básicos correspondientes.

cve: BOE-A-2011-17887

b) Los planos de situación generales y de conjunto necesarios para la definición de la obra.

c) Un presupuesto que comprenda los gastos de ejecución de la obra, incluido el coste de las expropiaciones que hubiese que llevar a cabo, partiendo de las correspondientes mediciones aproximadas y valoraciones. Para el cálculo del coste de las expropiaciones se tendrá en cuenta el sistema legal de valoraciones vigente.

d) Un estudio relativo al régimen de utilización y explotación de la obra, con indicación de su forma de financiación y del régimen tarifario que regirá en la concesión, incluyendo, en su caso, la incidencia o contribución en éstas de los rendimientos que pudieran corresponder a la zona de explotación comercial.

3. El anteproyecto se someterá a información pública por el plazo de un mes, prorrogable por idéntico plazo en razón de su complejidad, para que puedan formularse cuantas observaciones se consideren oportunas sobre la ubicación y características de la obra, así como cualquier otra circunstancia referente a su declaración de utilidad pública, y dará traslado de éste para informe a los órganos de la Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y Entidades Locales afectados. Este trámite de información pública servirá también para cumplimentar el concerniente al estudio de impacto ambiental, en los casos en que la declaración de impacto ambiental resulte preceptiva y no se hubiera efectuado dicho trámite anteriormente por tratarse de un supuesto incluido en el apartado 6 del artículo anterior.

4. La Administración concedente aprobará el anteproyecto de la obra, considerando las alegaciones formuladas e incorporando las prescripciones de la declaración de impacto ambiental, e instará el reconocimiento concreto de la utilidad pública de ésta a los efectos previstos en la legislación de expropiación forzosa.

5. Cuando el pliego de cláusulas administrativas particulares lo autorice, y en los términos que éste establezca, los licitadores a la concesión podrán introducir en el anteproyecto las variantes o mejoras que estimen convenientes.

Artículo 130. *Proyecto de la obra y replanteo de éste.*

1. En el supuesto de que las obras sean definidas en todas sus características por la Administración concedente, se procederá a la redacción, supervisión, aprobación y replanteo del correspondiente proyecto de acuerdo con lo dispuesto en los correspondientes artículos de esta Ley y al reconocimiento de la utilidad pública de la obra a los efectos previstos en la legislación de expropiación forzosa.

2. Cuando no existiera anteproyecto, la Administración concedente someterá el proyecto, antes de su aprobación definitiva, a la tramitación establecida en los apartados 3 y 4 del artículo anterior para los anteproyectos.

3. Será de aplicación en lo que se refiere a las posibles mejoras del proyecto de la obra lo dispuesto en el apartado 5 del artículo anterior.

4. El concesionario responderá de los daños derivados de los defectos del proyecto cuando, según los términos de la concesión, le corresponda su presentación o haya introducido mejoras en el propuesto por la Administración.

Artículo 131. *Pliegos de cláusulas administrativas particulares.*

1. Los pliegos de cláusulas administrativas particulares de los contratos de concesión de obras públicas deberán hacer referencia, al menos, a los siguientes aspectos:

a) Definición del objeto del contrato, con referencia al anteproyecto o proyecto de que se trate y mención expresa de los documentos de éste que revistan carácter contractual. En su caso determinación de la zona complementaria de explotación comercial.

b) Requisitos de capacidad y solvencia financiera, económica y técnica que sean exigibles a los licitadores.

cve: BOE-A-2011-17887

c) Contenido de las proposiciones, que deberán hacer referencia, al menos, a los siguientes extremos:

1.º Relación de promotores de la futura sociedad concesionaria, en el supuesto de que estuviera prevista su constitución, y características de la misma tanto jurídicas como financieras.

2.º Plan de realización de las obras con indicación de las fechas previstas para su inicio, terminación y apertura al uso al que se destinen.

3.º Plazo de duración de la concesión.

4.º Plan económico-financiero de la concesión que incluirá, entre los aspectos que le son propios, el sistema de tarifas, la inversión y los costes de explotación y obligaciones de pago y gastos financieros, directos o indirectos, estimados. Deberá ser objeto de consideración específica la incidencia en las tarifas, así como en las previsiones de amortización, en el plazo concesional y en otras variables de la concesión previstas en el pliego, en su caso, de los rendimientos de la demanda de utilización de la obra y, cuando exista, de los beneficios derivados de la explotación de la zona comercial, cuando no alcancen o cuando superen los niveles mínimo y máximo, respectivamente, que se consideren en la oferta. En cualquier caso, si los rendimientos de la zona comercial no superan el umbral mínimo fijado en el pliego de cláusulas administrativas, dichos rendimientos no podrán considerarse a los efectos de la revisión de los elementos señalados anteriormente.

5.º En los casos de financiación mixta de la obra, propuesta del porcentaje de financiación con cargo a recursos públicos, por debajo de los establecidos en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

6.º Compromiso de que la sociedad concesionaria adoptará el modelo de contabilidad que establezca el pliego, de conformidad con la normativa aplicable, incluido el que pudiera corresponder a la gestión de las zonas complementarias de explotación comercial, sin perjuicio de que los rendimientos de éstas se integren a todos los efectos en los de la concesión.

7.º En los términos y con el alcance que se fije en el pliego, los licitadores podrán introducir las mejoras que consideren convenientes, y que podrán referirse a características estructurales de la obra, a su régimen de explotación, a las medidas tendentes a evitar los daños al medio ambiente y los recursos naturales, o a mejoras sustanciales, pero no a su ubicación.

d) Sistema de retribución del concesionario en el que se incluirán las opciones posibles sobre las que deberá versar la oferta, así como, en su caso, las fórmulas de actualización de costes durante la explotación de la obra, con referencia obligada a su repercusión en las correspondientes tarifas en función del objeto de la concesión.

e) El umbral mínimo de beneficios derivados de la explotación de la zona comercial por debajo del cual no podrá incidirse en los elementos económicos de la concesión.

f) Cuantía y forma de las garantías.

g) Características especiales, en su caso, de la sociedad concesionaria.

h) Plazo, en su caso, para la elaboración del proyecto, plazo para la ejecución de las obras y plazo de explotación de las mismas, que podrá ser fijo o variable en función de los criterios establecidos en el pliego.

i) Derechos y obligaciones específicas de las partes durante la fase de ejecución de las obras y durante su explotación.

j) Régimen de penalidades y supuestos que puedan dar lugar al secuestro de la concesión.

k) Lugar, fecha y plazo para la presentación de ofertas.

2. El órgano de contratación podrá incluir en el pliego, en función de la naturaleza y complejidad de éste, un plazo para que los licitadores puedan solicitar las aclaraciones que estimen pertinentes sobre su contenido. Las respuestas tendrán carácter vinculante y

cve: BOE-A-2011-17887

deberán hacerse públicas en términos que garanticen la igualdad y concurrencia en el proceso de licitación.

*Sección 3.ª Actuaciones preparatorias del contrato de gestión de servicios públicos*

Artículo 132. *Régimen jurídico del servicio.*

Antes de proceder a la contratación de un servicio público, deberá haberse establecido su régimen jurídico, que declare expresamente que la actividad de que se trata queda asumida por la Administración respectiva como propia de la misma, atribuya las competencias administrativas, determine el alcance de las prestaciones en favor de los administrados, y regule los aspectos de carácter jurídico, económico y administrativo relativos a la prestación del servicio.

Artículo 133. *Pliegos y anteproyecto de obra y explotación.*

1. De acuerdo con las normas reguladoras del régimen jurídico del servicio, los pliegos de cláusulas administrativas particulares y de prescripciones técnicas fijarán las condiciones de prestación del servicio y, en su caso, fijarán las tarifas que hubieren de abonar los usuarios, los procedimientos para su revisión, y el canon o participación que hubiera de satisfacerse a la Administración.
2. En los contratos que comprendan la ejecución de obras, la tramitación del expediente irá precedida de la elaboración y aprobación administrativa del anteproyecto de explotación y del correspondiente a las obras precisas, con especificación de las prescripciones técnicas relativas a su realización. En tal supuesto serán de aplicación los preceptos establecidos en esta Ley para la concesión de obras públicas.
3. El órgano de contratación podrá incluir en el pliego, en función de la naturaleza y complejidad de éste, un plazo para que los licitadores puedan solicitar las aclaraciones que estimen pertinentes sobre su contenido. Las respuestas tendrán carácter vinculante y deberán hacerse públicas en términos que garanticen la igualdad y concurrencia en el proceso de licitación.

*Sección 4.ª Actuaciones preparatorias de los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado*

Artículo 134. *Evaluación previa.*

1. Con carácter previo a la iniciación de un expediente de contrato de colaboración entre el sector público y el sector privado, la Administración o entidad contratante deberá elaborar un documento de evaluación en que se ponga de manifiesto que, habida cuenta de la complejidad del contrato, no se encuentra en condiciones de definir, con carácter previo a la licitación, los medios técnicos necesarios para alcanzar los objetivos proyectados o de establecer los mecanismos jurídicos y financieros para llevar a cabo el contrato, y se efectúe un análisis comparativo con formas alternativas de contratación que justifiquen en términos de obtención de mayor valor por precio, de coste global, de eficacia o de imputación de riesgos, los motivos de carácter jurídico, económico, administrativo y financiero que recomienden la adopción de esta fórmula de contratación.
2. La evaluación a que se refiere el apartado anterior podrá realizarse de forma sucinta si concurren razones de urgencia no imputables a la Administración o entidad contratante que aconsejen utilizar el contrato de colaboración entre el sector público y el sector privado para atender las necesidades públicas.
3. La evaluación será realizada por un órgano colegiado donde se integren expertos con cualificación suficiente en la materia sobre la que verse el contrato.
4. No será necesario realizar una nueva evaluación cuando un órgano integrado en la misma Administración o entidad que aquél que pretenda realizar el contrato, o en la Administración de la que dependa éste o a la que se encuentre vinculado, la hubiese

cve: BOE-A-2011-17887

efectuado previamente para un supuesto análogo, siempre que esta evaluación previa no se hubiese realizado de forma sucinta por razones de urgencia.

Artículo 135. *Programa funcional.*

El órgano de contratación, a la vista de los resultados de la evaluación a que se refiere el artículo anterior, elaborará un programa funcional que contendrá los elementos básicos que informarán el diálogo con los contratistas y que se incluirá en el documento descriptivo del contrato. Particularmente, se identificará en el programa funcional la naturaleza y dimensión de las necesidades a satisfacer, los elementos jurídicos, técnicos o económicos mínimos que deben incluir necesariamente las ofertas para ser admitidas al diálogo competitivo, y los criterios de adjudicación del contrato.

Artículo 136. *Clausulado del contrato.*

Los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado deberán incluir necesariamente, además de las cláusulas relativas a los extremos previstos en el artículo 26, estipulaciones referidas a los siguientes aspectos:

a) Identificación de las prestaciones principales que constituyen su objeto, que condicionarán el régimen sustantivo aplicable al contrato, de conformidad con lo previsto en la letra m) de este artículo y en el artículo 313.
b) Condiciones de reparto de riesgos entre la Administración y el contratista, desglosando y precisando la imputación de los riesgos derivados de la variación de los costes de las prestaciones y la imputación de los riesgos de disponibilidad o de demanda de dichas prestaciones.
c) Objetivos de rendimiento asignados al contratista, particularmente en lo que concierne a la calidad de las prestaciones de los servicios, la calidad de las obras y suministros y las condiciones en que son puestas a disposición de la Administración.
d) Remuneración del contratista, que deberá desglosar las bases y criterios para el cálculo de los costes de inversión, de funcionamiento y de financiación y en su caso, de los ingresos que el contratista pueda obtener de la explotación de las obras o equipos en caso de que sea autorizada y compatible con la cobertura de las necesidades de la Administración.
e) Causas y procedimientos para determinar las variaciones de la remuneración a lo largo del período de ejecución del contrato.
f) Fórmulas de pago y, particularmente, condiciones en las cuales, en cada vencimiento o en determinado plazo, el montante de los pagos pendientes de satisfacer por la Administración y los importes que el contratista debe abonar a ésta como consecuencia de penalidades o sanciones pueden ser objeto de compensación.
g) Fórmulas de control por la Administración de la ejecución del contrato, especialmente respecto a los objetivos de rendimiento, así como las condiciones en que se puede producir la subcontratación.
h) Sanciones y penalidades aplicables en caso de incumplimiento de las obligaciones del contrato.
i) Condiciones en que puede procederse por acuerdo o, a falta del mismo, por una decisión unilateral de la Administración, a la modificación de determinados aspectos del contrato o a su resolución, particularmente en supuestos de variación de las necesidades de la Administración, de innovaciones tecnológicas o de modificación de las condiciones de financiación obtenidas por el contratista.
j) Control que se reserva la Administración sobre la cesión total o parcial del contrato.
k) Destino de las obras y equipamientos objeto del contrato a la finalización del mismo.
l) Garantías que el contratista afecta al cumplimiento de sus obligaciones.
m) Referencia a las condiciones generales y, cuando sea procedente, a las especiales que sean pertinentes en función de la naturaleza de las prestaciones

cve: BOE-A-2011-17887

principales, que la Ley establece respecto a las prerrogativas de la Administración y a la ejecución, modificación y extinción de los contratos.

TÍTULO II

**Preparación de otros contratos**

CAPÍTULO ÚNICO

**Reglas aplicables a la preparación de los contratos celebrados por poderes adjudicadores que no tengan el carácter de Administraciones Públicas y de contratos subvencionados**

Artículo 137. *Establecimiento de prescripciones técnicas y preparación de pliegos.*

1. En los contratos celebrados por poderes adjudicadores que no tengan el carácter de Administraciones Públicas, que estén sujetos a regulación armonizada o que sean contratos de servicios comprendidos en las categorías 17 a 27 del Anexo II de cuantía igual o superior a 193.000 euros, así como en los contratos subvencionados a que se refiere el artículo 17, deberán observarse las reglas establecidas en el artículo 117 para la definición y establecimiento de prescripciones técnicas, siendo igualmente de aplicación lo previsto en los artículos 118 a 120. Si la celebración del contrato es necesaria para atender una necesidad inaplazable o si resulta preciso acelerar la adjudicación por razones de interés público, el órgano de contratación podrá declarar urgente su tramitación, motivándolo debidamente en la documentación preparatoria. En este caso será de aplicación lo previsto en el artículo 112.2.b) sobre reducción de plazos.

2. En contratos distintos a los mencionados en el apartado anterior de cuantía superior a 50.000 euros, los poderes adjudicadores que no tengan el carácter de Administraciones Públicas deberán elaborar un pliego, en el que se establezcan las características básicas del contrato, el régimen de admisión de variantes, las modalidades de recepción de las ofertas, los criterios de adjudicación y las garantías que deberán constituir, en su caso, los licitadores o el adjudicatario, siendo de aplicación, asimismo, lo dispuesto en el artículo 120. Estos pliegos serán parte integrante del contrato.

LIBRO III

**Selección del contratista y adjudicación de los contratos**

TÍTULO I

**Adjudicación de los contratos**

CAPÍTULO I

**Adjudicación de los contratos de las Administraciones Públicas**

*Sección 1.ª Normas generales*

Subsección 1.ª Disposiciones directivas

Artículo 138. *Procedimiento de adjudicación.*

1. Los contratos que celebren las Administraciones Públicas se adjudicarán con arreglo a las normas del presente Capítulo.

2. La adjudicación se realizará, ordinariamente, utilizando el procedimiento abierto o el procedimiento restringido. En los supuestos enumerados en los artículos 170 a 175,

cve: BOE-A-2011-17887

ambos inclusive, podrá seguirse el procedimiento negociado, y en los casos previstos en el artículo 180 podrá recurrirse al diálogo competitivo.

3. Los contratos menores podrán adjudicarse directamente a cualquier empresario con capacidad de obrar y que cuente con la habilitación profesional necesaria para realizar la prestación, cumpliendo con las normas establecidas en el artículo 111.

Se consideran contratos menores los contratos de importe inferior a 50.000 euros, cuando se trate de contratos de obras, o a 18.000 euros, cuando se trate de otros contratos, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 206 en relación con las obras, servicios y suministros centralizados en el ámbito estatal.

4. En los concursos de proyectos se seguirá el procedimiento regulado en la sección 6.ª de este Capítulo.

Artículo 139. *Principios de igualdad y transparencia.*

Los órganos de contratación darán a los licitadores y candidatos un tratamiento igualitario y no discriminatorio y ajustarán su actuación al principio de transparencia.

Artículo 140. *Confidencialidad.*

1. Sin perjuicio de las disposiciones de la presente Ley relativas a la publicidad de la adjudicación y a la información que debe darse a los candidatos y a los licitadores, los órganos de contratación no podrán divulgar la información facilitada por los empresarios que éstos hayan designado como confidencial; este carácter afecta, en particular, a los secretos técnicos o comerciales y a los aspectos confidenciales de las ofertas.

2. El contratista deberá respetar el carácter confidencial de aquella información a la que tenga acceso con ocasión de la ejecución del contrato a la que se le hubiese dado el referido carácter en los pliegos o en el contrato, o que por su propia naturaleza deba ser tratada como tal. Este deber se mantendrá durante un plazo de cinco años desde el conocimiento de esa información, salvo que los pliegos o el contrato establezcan un plazo mayor.

Subsección 2.ª Publicidad

Artículo 141. *Anuncio previo.*

1. Los órganos de contratación podrán publicar un anuncio de información previa con el fin de dar a conocer, en relación con los contratos de obras, suministros y servicios que tengan proyectado adjudicar en los doce meses siguientes, los siguientes datos:

a) En el caso de los contratos de obras, las características esenciales de aquellos cuyo valor estimado sea igual o superior a 4.845.000 euros.

b) En el caso de los contratos de suministro, su valor total estimado, desglosado por grupos de productos referidos a partidas del «Vocabulario Común de los Contratos Públicos» (CPV), cuando ese valor total sea igual o superior a 750.000 euros.

c) En el caso de los contratos de servicios, el valor total estimado para cada categoría de las comprendidas en los números 1 a 16 del anexo II, cuando ese valor total sea igual o superior a 750.000 euros.

2. Los anuncios se publicarán en el «Diario Oficial de la Unión Europea» o en el perfil de contratante del órgano de contratación a que se refiere el artículo 53.

En el caso de que la publicación vaya a efectuarse en el perfil de contratante del órgano de contratación, éste deberá comunicarlo previamente a la Comisión Europea y al «Boletín Oficial del Estado» por medios electrónicos, con arreglo al formato y a las modalidades de transmisión que se establezcan. En el anuncio previo se indicará la fecha en que se haya enviado esta comunicación.

cve: BOE-A-2011-17887

3. Los anuncios se enviarán a la Oficina de Publicaciones Oficiales de las Comunidades Europeas o se publicarán en el perfil de contratante lo antes posible, una vez tomada la decisión por la que se autorice el programa en el que se contemple la celebración de los correspondientes contratos, en el caso de los de obras, o una vez iniciado el ejercicio presupuestario, en los restantes.

4. La publicación del anuncio previo cumpliendo con las condiciones establecidas en los artículos 159.1 y 167.1 permitirá reducir los plazos para la presentación de proposiciones en los procedimientos abiertos y restringidos en la forma que en esos preceptos se determina.

Artículo 142. *Convocatoria de licitaciones.*

1. Los procedimientos para la adjudicación de contratos de las Administraciones Públicas, a excepción de los negociados que se sigan en casos distintos de los contemplados en los apartados 1 y 2 del artículo 177, deberán anunciarse en el «Boletín Oficial del Estado». No obstante, cuando se trate de contratos de las Comunidades Autónomas, entidades locales u organismos o entidades de derecho público dependientes de las mismas, se podrá sustituir la publicidad en el «Boletín Oficial del Estado» por la que se realice en los diarios o boletines oficiales autonómicos o provinciales.

Cuando los contratos estén sujetos a regulación armonizada, la licitación deberá publicarse, además, en el «Diario Oficial de la Unión Europea», sin que en este caso la publicidad efectuada en los diarios oficiales autonómicos o provinciales pueda sustituir a la que debe hacerse en el «Boletín Oficial del Estado».

2. Cuando el órgano de contratación lo estime conveniente, los procedimientos para la adjudicación de contratos de obras, suministros o servicios no sujetos a regulación armonizada podrán ser anunciados, además, en el «Diario Oficial de la Unión Europea».

3. El envío del anuncio al «Diario Oficial de la Unión Europea» deberá preceder a cualquier otra publicidad. Los anuncios que se publiquen en otros diarios o boletines deberán indicar la fecha de aquel envío, de la que el órgano de contratación dejará prueba suficiente en el expediente, y no podrán contener indicaciones distintas a las incluidas en dicho anuncio.

4. Los anuncios de licitación se publicarán, asimismo, en el perfil de contratante del órgano de contratación. En los procedimientos negociados seguidos en los casos previstos en el artículo 177.2, esta publicidad podrá sustituir a la que debe efectuarse en el «Boletín Oficial del Estado» o en los diarios oficiales autonómicos o provinciales.

Subsección 3.ª Licitación

Artículo 143. *Plazos de presentación de las solicitudes de participación y de las proposiciones.*

Los órganos de contratación fijarán los plazos de recepción de las ofertas y solicitudes de participación teniendo en cuenta el tiempo que razonablemente pueda ser necesario para preparar aquéllas, atendida la complejidad del contrato, y respetando, en todo caso, los plazos mínimos fijados en esta Ley.

Artículo 144. *Reducción de plazos en caso de tramitación urgente.*

En caso de que el expediente de contratación haya sido declarado de tramitación urgente, los plazos establecidos en este Capítulo se reducirán en la forma prevista en la letra b) del apartado 2 del artículo 112.

Artículo 145. *Proposiciones de los interesados.*

1. Las proposiciones de los interesados deberán ajustarse a lo previsto en el pliego de cláusulas administrativas particulares, y su presentación supone la aceptación

cve: BOE-A-2011-17887

incondicionada por el empresario del contenido de la totalidad de dichas cláusulas o condiciones, sin salvedad o reserva alguna.

2. Las proposiciones serán secretas y se arbitrarán los medios que garanticen tal carácter hasta el momento de la licitación pública, sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 148 y 182 en cuanto a la información que debe facilitarse a los participantes en una subasta electrónica o en un diálogo competitivo.

3. Cada licitador no podrá presentar más de una proposición, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 147 sobre admisibilidad de variantes o mejoras y en el artículo 148 sobre presentación de nuevos precios o valores en el seno de una subasta electrónica. Tampoco podrá suscribir ninguna propuesta en unión temporal con otros si lo ha hecho individualmente o figurar en más de una unión temporal. La infracción de estas normas dará lugar a la no admisión de todas las propuestas por él suscritas.

4. En los contratos de concesión de obra pública, la presentación de proposiciones diferentes por empresas vinculadas supondrá la exclusión del procedimiento de adjudicación, a todos los efectos, de las ofertas formuladas. No obstante, si sobreviniera la vinculación antes de que concluya el plazo de presentación de ofertas, o del plazo de presentación de candidaturas en el procedimiento restringido, podrá subsistir la oferta que determinen de común acuerdo las citadas empresas.

En los demás contratos, la presentación de distintas proposiciones por empresas vinculadas producirá los efectos que reglamentariamente se determinen en relación con la aplicación del régimen de ofertas con valores anormales o desproporcionados previsto en el artículo 152.

Se considerarán empresas vinculadas las que se encuentren en alguno de los supuestos previstos en el artículo 42 del Código de Comercio.

5. En la proposición deberá indicarse, como partida independiente, el importe del Impuesto sobre el Valor Añadido que deba ser repercutido.

Artículo 146. *Presentación de la documentación acreditativa del cumplimiento de requisitos previos.*

1. Las proposiciones en el procedimiento abierto y las solicitudes de participación en los procedimientos restringido y negociado y en el diálogo competitivo deberán ir acompañadas de los siguientes documentos:

a) Los que acrediten la personalidad jurídica del empresario y, en su caso, su representación.

b) Los que acrediten la clasificación de la empresa, en su caso, o justifiquen los requisitos de su solvencia económica, financiera y técnica o profesional.

Si la empresa se encontrase pendiente de clasificación, deberá aportarse el documento acreditativo de haber presentado la correspondiente solicitud para ello, debiendo justificar el estar en posesión de la clasificación exigida en el plazo previsto en las normas de desarrollo de esta Ley para la subsanación de defectos u omisiones en la documentación.

c) Una declaración responsable de no estar incurso en prohibición de contratar. Esta declaración incluirá la manifestación de hallarse al corriente del cumplimiento de las obligaciones tributarias y con la Seguridad Social impuestas por las disposiciones vigentes, sin perjuicio de que la justificación acreditativa de tal requisito deba presentarse, antes de la adjudicación, por el empresario a cuyo favor se vaya a efectuar ésta.

d) En su caso, una dirección de correo electrónico en que efectuar las notificaciones.

e) Para las empresas extranjeras, en los casos en que el contrato vaya a ejecutarse en España, la declaración de someterse a la jurisdicción de los juzgados y tribunales españoles de cualquier orden, para todas las incidencias que de modo directo o indirecto pudieran surgir del contrato, con renuncia, en su caso, al fuero jurisdiccional extranjero que pudiera corresponder al licitante.

cve: BOE-A-2011-17887

2. Cuando con arreglo a esta Ley sea necesaria la presentación de otros documentos se indicará esta circunstancia en el pliego de cláusulas administrativas particulares o en el documento descriptivo y en el correspondiente anuncio de licitación.

3. Cuando la acreditación de las circunstancias mencionadas en las letras a) y b) del apartado 1 se realice mediante la certificación de un Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas prevista en el apartado 2 del artículo 83, o mediante un certificado comunitario de clasificación conforme a lo establecido en el artículo 84, deberá acompañarse a la misma una declaración responsable del licitador en la que manifieste que las circunstancias reflejadas en el correspondiente certificado no han experimentado variación. Esta manifestación deberá reiterarse, en caso de resultar adjudicatario, en el documento en que se formalice el contrato, sin perjuicio de que el órgano de contratación pueda, si lo estima conveniente, efectuar una consulta al Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas.

El certificado del Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas podrá ser expedido electrónicamente, salvo que se establezca otra cosa en los pliegos o en el anuncio del contrato. Si los pliegos o el anuncio del contrato así lo prevén, la incorporación del certificado al procedimiento podrá efectuarse de oficio por el órgano de contratación o por aquél al que corresponda el examen de las proposiciones, solicitándolo directamente al Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas, sin perjuicio de que los licitadores deban presentar en todo caso la declaración responsable indicada en el párrafo anterior.

Artículo 147. *Admisibilidad de variantes o mejoras.*

1. Cuando en la adjudicación hayan de tenerse en cuenta criterios distintos del precio, el órgano de contratación podrá tomar en consideración las variantes o mejoras que ofrezcan los licitadores, siempre que el pliego de cláusulas administrativas particulares haya previsto expresamente tal posibilidad.

2. La posibilidad de que los licitadores ofrezcan variantes o mejoras se indicará en el anuncio de licitación del contrato precisando sobre qué elementos y en qué condiciones queda autorizada su presentación.

3. En los procedimientos de adjudicación de contratos de suministro o de servicios, los órganos de contratación que hayan autorizado la presentación de variantes o mejoras no podrán rechazar una de ellas por el único motivo de que, de ser elegida, daría lugar a un contrato de servicios en vez de a un contrato de suministro o a un contrato de suministro en vez de a un contrato de servicios.

Artículo 148. *Subasta electrónica.*

1. A efectos de la adjudicación del contrato podrá celebrarse una subasta electrónica, articulada como un proceso iterativo, que tiene lugar tras una primera evaluación completa de las ofertas, para la presentación de mejoras en los precios o de nuevos valores relativos a determinados elementos de las ofertas que las mejoren en su conjunto, basado en un dispositivo electrónico que permita su clasificación a través de métodos de evaluación automáticos.

2. La subasta electrónica podrá emplearse en los procedimientos abiertos, en los restringidos, y en los negociados que se sigan en el caso previsto en el artículo 170 a), siempre que las especificaciones del contrato que deba adjudicarse puedan establecerse de manera precisa y que las prestaciones que constituyen su objeto no tengan carácter intelectual. No podrá recurrirse a las subastas electrónicas de forma abusiva o de modo que se obstaculice, restrinja o falsee la competencia o que se vea modificado el objeto del contrato.

3. La subasta electrónica se basará en variaciones referidas al precio o a valores de los elementos de la oferta que sean cuantificables y susceptibles de ser expresados en cifras o porcentajes.

cve: BOE-A-2011-17887

4. Los órganos de contratación que decidan recurrir a una subasta electrónica deberán indicarlo en el anuncio de licitación e incluir en el pliego de condiciones la siguiente información:

a) Los elementos a cuyos valores se refiera la subasta electrónica;
b) en su caso, los límites de los valores que podrán presentarse, tal como resulten de las especificaciones del objeto del contrato;
c) la información que se pondrá a disposición de los licitadores durante la subasta electrónica y el momento en que se facilitará;
d) la forma en que se desarrollará la subasta;
e) las condiciones en que los licitadores podrán pujar, y en particular las mejoras mínimas que se exigirán, en su caso, para cada puja;
f) el dispositivo electrónico utilizado y las modalidades y especificaciones técnicas de conexión.

5. Antes de proceder a la subasta electrónica, el órgano de contratación efectuará una primera evaluación completa de las ofertas de conformidad con los criterios de adjudicación y a continuación invitará simultáneamente, por medios electrónicos, informáticos o telemáticos, a todos los licitadores que hayan presentado ofertas admisibles a que presenten nuevos precios revisados a la baja o nuevos valores que mejoren la oferta.

6. La invitación incluirá toda la información pertinente para la conexión individual al dispositivo electrónico utilizado y precisará la fecha y la hora de comienzo de la subasta electrónica.

Igualmente se indicará en ella la fórmula matemática que se utilizará para la reclasificación automática de las ofertas en función de los nuevos precios o de los nuevos valores que se presenten. Esta fórmula incorporará la ponderación de todos los criterios fijados para determinar la oferta económicamente más ventajosa, tal como se haya indicado en el anuncio de licitación o en el pliego, para lo cual, las eventuales bandas de valores deberán expresarse previamente con un valor determinado. En caso de que se autorice la presentación de variantes o mejoras, se proporcionarán fórmulas distintas para cada una, si ello es procedente.

Cuando para la adjudicación del contrato deban tenerse en cuenta una pluralidad de criterios, se acompañará a la invitación el resultado de la evaluación de la oferta presentada por el licitador.

7. Entre la fecha de envío de las invitaciones y el comienzo de la subasta electrónica habrán de transcurrir, al menos, dos días hábiles.

8. La subasta electrónica podrá desarrollarse en varias fases sucesivas.

9. A lo largo de cada fase de la subasta, y de forma continua e instantánea, se comunicará a los licitadores, como mínimo, la información que les permita conocer su respectiva clasificación en cada momento. Adicionalmente, se podrán facilitar otros datos relativos a los precios o valores presentados por los restantes licitadores, siempre que ello esté contemplado en el pliego, y anunciarse el número de los que están participando en la correspondiente fase de la subasta, sin que en ningún caso pueda divulgarse su identidad.

10. El cierre de la subasta se fijará por referencia a uno o varios de los siguientes criterios:

a) Mediante el señalamiento de una fecha y hora concretas, que deberán ser indicadas en la invitación a participar en la subasta.
b) Atendiendo a la falta de presentación de nuevos precios o de nuevos valores que cumplan los requisitos establecidos en relación con la formulación de mejoras mínimas.

De utilizarse esta referencia, en la invitación a participar en la subasta se especificará el plazo que deberá transcurrir a partir de la recepción de la última puja antes de declarar su cierre.

cve: BOE-A-2011-17887

c) Por finalización del número de fases establecido en la invitación a participar en la subasta. Cuando el cierre de la subasta deba producirse aplicando este criterio, la invitación a participar en la misma indicará el calendario a observar en cada una de sus fases.

11. Una vez concluida la subasta electrónica, el contrato se adjudicará de conformidad con lo establecido en el artículo 151, en función de sus resultados.

Artículo 149. *Sucesión en el procedimiento.*

Si durante la tramitación de un procedimiento y antes de la adjudicación se produjese la extinción de la personalidad jurídica de una empresa licitadora o candidata por fusión, escisión o por la transmisión de su patrimonio empresarial, le sucederá en su posición en el procedimiento las sociedades absorbentes, las resultantes de la fusión, las beneficiarias de la escisión o las adquirentes del patrimonio o de la correspondiente rama de actividad, siempre que reúna las condiciones de capacidad y ausencia de prohibiciones de contratar y acredite su solvencia y clasificación en las condiciones exigidas en el pliego de cláusulas administrativas particulares para poder participar en el procedimiento de adjudicación.

Subsección 4.ª Selección del adjudicatario

Artículo 150. *Criterios de valoración de las ofertas.*

1. Para la valoración de las proposiciones y la determinación de la oferta económicamente más ventajosa deberá atenderse a criterios directamente vinculados al objeto del contrato, tales como la calidad, el precio, la fórmula utilizable para revisar las retribuciones ligadas a la utilización de la obra o a la prestación del servicio, el plazo de ejecución o entrega de la prestación, el coste de utilización, las características medioambientales o vinculadas con la satisfacción de exigencias sociales que respondan a necesidades, definidas en las especificaciones del contrato, propias de las categorías de población especialmente desfavorecidas a las que pertenezcan los usuarios o beneficiarios de las prestaciones a contratar, la rentabilidad, el valor técnico, las características estéticas o funcionales, la disponibilidad y coste de los repuestos, el mantenimiento, la asistencia técnica, el servicio postventa u otros semejantes.

Cuando sólo se utilice un criterio de adjudicación, éste ha de ser, necesariamente, el del precio más bajo.

2. Los criterios que han de servir de base para la adjudicación del contrato se determinarán por el órgano de contratación y se detallarán en el anuncio, en los pliegos de cláusulas administrativas particulares o en el documento descriptivo.

En la determinación de los criterios de adjudicación se dará preponderancia a aquellos que hagan referencia a características del objeto del contrato que puedan valorarse mediante cifras o porcentajes obtenidos a través de la mera aplicación de las fórmulas establecidas en los pliegos. Cuando en una licitación que se siga por un procedimiento abierto o restringido se atribuya a los criterios evaluables de forma automática por aplicación de fórmulas una ponderación inferior a la correspondiente a los criterios cuya cuantificación dependa de un juicio de valor, deberá constituirse un comité que cuente con un mínimo de tres miembros, formado por expertos no integrados en el órgano proponente del contrato y con cualificación apropiada, al que corresponderá realizar la evaluación de las ofertas conforme a estos últimos criterios, o encomendar esta evaluación a un organismo técnico especializado, debidamente identificado en los pliegos.

La evaluación de las ofertas conforme a los criterios cuantificables mediante la mera aplicación de fórmulas se realizará tras efectuar previamente la de aquellos otros criterios en que no concurra esta circunstancia, dejándose constancia documental de ello. Las normas de desarrollo de esta Ley determinarán los supuestos y condiciones en que deba hacerse pública tal evaluación previa, así como la forma en que deberán presentarse las proposiciones para hacer posible esta valoración separada.

cve: BOE-A-2011-17887

3. La valoración de más de un criterio procederá, en particular, en la adjudicación de los siguientes contratos:

a) Aquéllos cuyos proyectos o presupuestos no hayan podido ser establecidos previamente y deban ser presentados por los licitadores.

b) Cuando el órgano de contratación considere que la definición de la prestación es susceptible de ser mejorada por otras soluciones técnicas, a proponer por los licitadores mediante la presentación de variantes, o por reducciones en su plazo de ejecución.

c) Aquéllos para cuya ejecución facilite el órgano, organismo o entidad contratante materiales o medios auxiliares cuya buena utilización exija garantías especiales por parte de los contratistas.

d) Aquéllos que requieran el empleo de tecnología especialmente avanzada o cuya ejecución sea particularmente compleja.

e) Contratos de gestión de servicios públicos.

f) Contratos de suministros, salvo que los productos a adquirir estén perfectamente definidos por estar normalizados y no sea posible variar los plazos de entrega ni introducir modificaciones de ninguna clase en el contrato, siendo por consiguiente el precio el único factor determinante de la adjudicación.

g) Contratos de servicios, salvo que las prestaciones estén perfectamente definidas técnicamente y no sea posible variar los plazos de entrega ni introducir modificaciones de ninguna clase en el contrato, siendo por consiguiente el precio el único factor determinante de la adjudicación.

h) Contratos cuya ejecución pueda tener un impacto significativo en el medio ambiente, en cuya adjudicación se valorarán condiciones ambientales mensurables, tales como el menor impacto ambiental, el ahorro y el uso eficiente del agua y la energía y de los materiales, el coste ambiental del ciclo de vida, los procedimientos y métodos de producción ecológicos, la generación y gestión de residuos o el uso de materiales reciclados o reutilizados o de materiales ecológicos.

4. Cuando se tome en consideración más de un criterio, deberá precisarse la ponderación relativa atribuida a cada uno de ellos, que podrá expresarse fijando una banda de valores con una amplitud adecuada. En el caso de que el procedimiento de adjudicación se articule en varias fases, se indicará igualmente en cuales de ellas se irán aplicando los distintos criterios, así como el umbral mínimo de puntuación exigido al licitador para continuar en el proceso selectivo.

Cuando, por razones debidamente justificadas, no sea posible ponderar los criterios elegidos, éstos se enumerarán por orden decreciente de importancia.

5. Los criterios elegidos y su ponderación se indicarán en el anuncio de licitación, en caso de que deba publicarse.

6. Los pliegos o el contrato podrán establecer penalidades, conforme a lo prevenido en el artículo 212.1, para los casos de incumplimiento o de cumplimiento defectuoso de la prestación que afecten a características de la misma que se hayan tenido en cuenta para definir los criterios de adjudicación, o atribuir a la puntual observancia de estas características el carácter de obligación contractual esencial a los efectos señalados en el artículo 223.f).

Artículo 151. *Clasificación de las ofertas, adjudicación del contrato y notificación de la adjudicación.*

1. El órgano de contratación clasificará, por orden decreciente, las proposiciones presentadas y que no hayan sido declaradas desproporcionadas o anormales conforme a lo señalado en el artículo siguiente. Para realizar dicha clasificación, atenderá a los criterios de adjudicación señalados en el pliego o en el anuncio pudiendo solicitar para ello cuantos informes técnicos estime pertinentes. Cuando el único criterio a considerar sea el precio, se entenderá que la oferta económicamente más ventajosa es la que incorpora el precio más bajo.

cve: BOE-A-2011-17887

2. El órgano de contratación requerirá al licitador que haya presentado la oferta económicamente más ventajosa para que, dentro del plazo de diez días hábiles, a contar desde el siguiente a aquél en que hubiera recibido el requerimiento, presente la documentación justificativa de hallarse al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones tributarias y con la Seguridad Social o autorice al órgano de contratación para obtener de forma directa la acreditación de ello, de disponer efectivamente de los medios que se hubiese comprometido a dedicar o adscribir a la ejecución del contrato conforme al artículo 64.2, y de haber constituido la garantía definitiva que sea procedente. Los correspondientes certificados podrán ser expedidos por medios electrónicos, informáticos o telemáticos, salvo que se establezca otra cosa en los pliegos.

Las normas autonómicas de desarrollo de esta Ley podrán fijar un plazo mayor al previsto en este párrafo, sin que se exceda el de veinte días hábiles.

De no cumplimentarse adecuadamente el requerimiento en el plazo señalado, se entenderá que el licitador ha retirado su oferta, procediéndose en ese caso a recabar la misma documentación al licitador siguiente, por el orden en que hayan quedado clasificadas las ofertas.

3. El órgano de contratación deberá adjudicar el contrato dentro de los cinco días hábiles siguientes a la recepción de la documentación. En los procedimientos negociados y de diálogo competitivo, la adjudicación concretará y fijará los términos definitivos del contrato.

No podrá declararse desierta una licitación cuando exista alguna oferta o proposición que sea admisible de acuerdo con los criterios que figuren en el pliego.

4. La adjudicación deberá ser motivada, se notificará a los candidatos o licitadores y, simultáneamente, se publicará en el perfil de contratante.

La notificación deberá contener, en todo caso, la información necesaria que permita al licitador excluido o candidato descartado interponer, conforme al artículo 40, recurso suficientemente fundado contra la decisión de adjudicación.

En particular expresará los siguientes extremos:

a) En relación con los candidatos descartados, la exposición resumida de las razones por las que se haya desestimado su candidatura.

b) Con respecto de los licitadores excluidos del procedimiento de adjudicación, también en forma resumida, las razones por las que no se haya admitido su oferta.

c) En todo caso, el nombre del adjudicatario, las características y ventajas de la proposición del adjudicatario determinantes de que haya sido seleccionada la oferta de éste con preferencia a las que hayan presentado los restantes licitadores cuyas ofertas hayan sido admitidas.

Será de aplicación a la motivación de la adjudicación la excepción de confidencialidad contenida en el artículo 153.

En todo caso, en la notificación y en el perfil de contratante se indicará el plazo en que debe procederse a su formalización conforme al artículo 156.3.

La notificación se hará por cualquiera de los medios que permiten dejar constancia de su recepción por el destinatario. En particular, podrá efectuarse por correo electrónico a la dirección que los licitadores o candidatos hubiesen designado al presentar sus proposiciones, en los términos establecidos en el artículo 28 de la Ley 11/2007, de 22 de junio, de Acceso Electrónico de los Ciudadanos a los Servicios Públicos. Sin embargo, el plazo para considerar rechazada la notificación, con los efectos previstos en el artículo 59.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, será de cinco días.

Artículo 152. *Ofertas con valores anormales o desproporcionados.*

1. Cuando el único criterio valorable de forma objetiva a considerar para la adjudicación del contrato sea el de su precio, el carácter desproporcionado o anormal de las ofertas podrá apreciarse de acuerdo con los parámetros objetivos que se establezcan

cve: BOE-A-2011-17887

reglamentariamente, por referencia al conjunto de ofertas válidas que se hayan presentado.

2. Cuando para la adjudicación deba considerarse más de un criterio de valoración, podrá expresarse en los pliegos los parámetros objetivos en función de los cuales se apreciará, en su caso, que la proposición no puede ser cumplida como consecuencia de la inclusión de valores anormales o desproporcionados. Si el precio ofertado es uno de los criterios objetivos que han de servir de base para la adjudicación, podrán indicarse en el pliego los límites que permitan apreciar, en su caso, que la proposición no puede ser cumplida como consecuencia de ofertas desproporcionadas o anormales.

3. Cuando se identifique una proposición que pueda ser considerada desproporcionada o anormal, deberá darse audiencia al licitador que la haya presentado para que justifique la valoración de la oferta y precise las condiciones de la misma, en particular en lo que se refiere al ahorro que permita el procedimiento de ejecución del contrato, las soluciones técnicas adoptadas y las condiciones excepcionalmente favorables de que disponga para ejecutar la prestación, la originalidad de las prestaciones propuestas, el respeto de las disposiciones relativas a la protección del empleo y las condiciones de trabajo vigentes en el lugar en que se vaya a realizar la prestación, o la posible obtención de una ayuda de Estado.

En el procedimiento deberá solicitarse el asesoramiento técnico del servicio correspondiente.

Si la oferta es anormalmente baja debido a que el licitador ha obtenido una ayuda de Estado, sólo podrá rechazarse la proposición por esta única causa si aquél no puede acreditar que tal ayuda se ha concedido sin contravenir las disposiciones comunitarias en materia de ayudas públicas. El órgano de contratación que rechace una oferta por esta razón deberá informar de ello a la Comisión Europea, cuando el procedimiento de adjudicación se refiera a un contrato sujeto a regulación armonizada.

4. Si el órgano de contratación, considerando la justificación efectuada por el licitador y los informes mencionados en el apartado anterior, estimase que la oferta no puede ser cumplida como consecuencia de la inclusión de valores anormales o desproporcionados, la excluirá de la clasificación y acordará la adjudicación a favor de la proposición económicamente más ventajosa, de acuerdo con el orden en que hayan sido clasificadas conforme a lo señalado en el apartado 1 del artículo anterior.

### Subsección 5.ª Obligaciones de información sobre el resultado del procedimiento

#### Artículo 153. *Información no publicable.*

El órgano de contratación podrá no comunicar determinados datos relativos a la adjudicación cuando considere, justificándolo debidamente en el expediente, que la divulgación de esa información puede obstaculizar la aplicación de una norma, resultar contraria al interés público o perjudicar intereses comerciales legítimos de empresas públicas o privadas o la competencia leal entre ellas, o cuando se trate de contratos declarados secretos o reservados o cuya ejecución deba ir acompañada de medidas de seguridad especiales conforme a la legislación vigente, o cuando lo exija la protección de los intereses esenciales de la seguridad del Estado y así se haya declarado de conformidad con lo previsto en el artículo 13.2.d).

#### Artículo 154. *Publicidad de la formalización de los contratos.*

1. La formalización de los contratos cuya cuantía sea igual o superior a las cantidades indicadas en el artículo 138.3 se publicará en el perfil de contratante del órgano de contratación indicando, como mínimo, los mismos datos mencionados en el anuncio de la adjudicación.

2. Cuando la cuantía del contrato sea igual o superior a 100.000 euros o, en el caso de contratos de gestión de servicios públicos, cuando el presupuesto de gastos de primer establecimiento sea igual o superior a dicho importe o su plazo de duración exceda de

cve: BOE-A-2011-17887

cinco años, deberá publicarse, además, en el «Boletín Oficial del Estado» o en los respectivos Diarios o Boletines Oficiales de las Comunidades Autónomas o de las Provincias, un anuncio en el que se dé cuenta de dicha formalización, en un plazo no superior a cuarenta y ocho días a contar desde la fecha de la misma.

Cuando se trate de contratos sujetos a regulación armonizada el anuncio deberá enviarse, en el plazo señalado en el párrafo anterior, al «Diario Oficial de la Unión Europea» y publicarse en el «Boletín Oficial del Estado».

3. En el caso de contratos de servicios comprendidos en las categorías 17 a 27 del Anexo II y de cuantía igual o superior a 193.000 euros, el órgano de contratación comunicará la adjudicación a la Comisión Europea, indicando si estima procedente su publicación.

4. En los casos a que se refiere el artículo anterior, el órgano de contratación podrá no publicar determinada información relativa a la adjudicación y formalización del contrato, justificándolo debidamente en el expediente.

Artículo 155. *Renuncia a la celebración del contrato y desistimiento del procedimiento de adjudicación por la Administración.*

1. En el caso en que el órgano de contratación renuncie a celebrar un contrato para el que haya efectuado la correspondiente convocatoria, o decida reiniciar el procedimiento para su adjudicación, lo notificará a los candidatos o licitadores, informando también a la Comisión Europea de esta decisión cuando el contrato haya sido anunciado en el «Diario Oficial de la Unión Europea».

2. La renuncia a la celebración del contrato o el desistimiento del procedimiento sólo podrán acordarse por el órgano de contratación antes de la adjudicación. En ambos casos se compensará a los candidatos o licitadores por los gastos en que hubiesen incurrido, en la forma prevista en el anuncio o en el pliego, o de acuerdo con los principios generales que rigen la responsabilidad de la Administración.

3. Sólo podrá renunciarse a la celebración del contrato por razones de interés público debidamente justificadas en el expediente. En este caso, no podrá promoverse una nueva licitación de su objeto en tanto subsistan las razones alegadas para fundamentar la renuncia.

4. El desistimiento del procedimiento deberá estar fundado en una infracción no subsanable de las normas de preparación del contrato o de las reguladoras del procedimiento de adjudicación, debiendo justificarse en el expediente la concurrencia de la causa. El desistimiento no impedirá la iniciación inmediata de un nuevo procedimiento de licitación.

Subsección 6.ª Formalización del contrato

Artículo 156. *Formalización de los contratos.*

1. Los contratos que celebren las Administraciones Públicas deberán formalizarse en documento administrativo que se ajuste con exactitud a las condiciones de la licitación, constituyendo dicho documento título suficiente para acceder a cualquier registro público. No obstante, el contratista podrá solicitar que el contrato se eleve a escritura pública, corriendo de su cargo los correspondientes gastos. En ningún caso se podrán incluir en el documento en que se formalice el contrato cláusulas que impliquen alteración de los términos de la adjudicación.

2. En el caso de los contratos menores definidos en el artículo 138.3 se estará, en cuanto a su formalización, a lo dispuesto en el artículo 111.

3. Si el contrato es susceptible de recurso especial en materia de contratación conforme al artículo 40.1, la formalización no podrá efectuarse antes de que transcurran quince días hábiles desde que se remita la notificación de la adjudicación a los licitadores y candidatos. Las Comunidades Autónomas podrán incrementar este plazo, sin que exceda de un mes.

cve: BOE-A-2011-17887

El órgano de contratación requerirá al adjudicatario para que formalice el contrato en plazo no superior a cinco días a contar desde el siguiente a aquel en que hubiera recibido el requerimiento, una vez transcurrido el plazo previsto en el párrafo anterior sin que se hubiera interpuesto recurso que lleve aparejada la suspensión de la formalización del contrato. De igual forma procederá cuando el órgano competente para la resolución del recurso hubiera levantado la suspensión.

En los restantes casos, la formalización del contrato deberá efectuarse no más tarde de los quince días hábiles siguientes a aquél en que se reciba la notificación de la adjudicación a los licitadores y candidatos en la forma prevista en el artículo 151.4.

4. Cuando por causas imputables al adjudicatario no se hubiese formalizado el contrato dentro del plazo indicado, la Administración podrá acordar la incautación sobre la garantía definitiva del importe de la garantía provisional que, en su caso hubiese exigido.

Si las causas de la no formalización fueren imputables a la Administración, se indemnizará al contratista de los daños y perjuicios que la demora le pudiera ocasionar.

5. No podrá iniciarse la ejecución del contrato sin su previa formalización, excepto en los casos previstos en el artículo 113 de esta Ley.

*Sección 2.ª Procedimiento abierto*

Artículo 157. *Delimitación.*

En el procedimiento abierto todo empresario interesado podrá presentar una proposición, quedando excluida toda negociación de los términos del contrato con los licitadores.

Artículo 158. *Información a los licitadores.*

1. Cuando no se haya facilitado acceso por medios electrónicos, informáticos o telemáticos a los pliegos y a cualquier documentación complementaria, éstos se enviarán a los interesados en un plazo de seis días a partir de la recepción de una solicitud en tal sentido, siempre y cuando la misma se haya presentado, antes de que expire el plazo de presentación de las ofertas, con la antelación que el órgano de contratación, atendidas las circunstancias del contrato y del procedimiento, haya señalado en los pliegos.

2. La información adicional que se solicite sobre los pliegos y sobre la documentación complementaria deberá facilitarse, al menos, seis días antes de la fecha límite fijada para la recepción de ofertas, siempre que la petición se haya presentado con la antelación que el órgano de contratación, atendidas las circunstancias del contrato y del procedimiento, haya señalado en los pliegos.

3. Cuando, los pliegos y la documentación o la información complementaria, a pesar de haberse solicitado a su debido tiempo, no se hayan proporcionado en los plazos fijados o cuando las ofertas solamente puedan realizarse después de una visita sobre el terreno o previa consulta «in situ» de la documentación que se adjunte al pliego, los plazos para la recepción de ofertas se prorrogarán de forma que todos los interesados afectados puedan tener conocimiento de toda la información necesaria para formular las ofertas.

Artículo 159. *Plazos para la presentación de proposiciones.*

1. En procedimientos de adjudicación de contratos sujetos a regulación armonizada, el plazo de presentación de proposiciones no será inferior a cincuenta y dos días, contados desde la fecha del envío del anuncio del contrato a la Comisión Europea. Este plazo podrá reducirse en cinco días cuando se ofrezca acceso por medios electrónicos a los pliegos y a la documentación complementaria.

Si se hubiese enviado el anuncio previo a que se refiere el artículo 141, el plazo de presentación de proposiciones podrá reducirse hasta treinta y seis días, como norma general, o, en casos excepcionales debidamente justificados, hasta veintidós días. Esta reducción del plazo sólo será admisible cuando el anuncio de información previa se

cve: BOE-A-2011-17887

hubiese enviado para su publicación antes de los cincuenta y dos días y dentro de los doce meses anteriores a la fecha de envío del anuncio de licitación, siempre que en él se hubiese incluido, de estar disponible, toda la información exigida para éste.

Los plazos señalados en los dos párrafos anteriores podrán reducirse en siete días cuando los anuncios se preparen y envíen por medios electrónicos, informáticos o telemáticos. Esta reducción podrá adicionarse, en su caso, a la de cinco días prevista en el inciso final del primer párrafo.

En estos procedimientos, la publicación de la licitación en el «Boletín Oficial del Estado» debe hacerse, en todo caso, con una antelación mínima equivalente al plazo fijado para la presentación de las proposiciones en el apartado siguiente.

2. En los contratos de las Administraciones Públicas que no estén sujetos a regulación armonizada, el plazo de presentación de proposiciones no será inferior a quince días, contados desde la publicación del anuncio del contrato. En los contratos de obras y de concesión de obras públicas, el plazo será, como mínimo, de veintiséis días.

Artículo 160. *Examen de las proposiciones y propuesta de adjudicación.*

1. El órgano competente para la valoración de las proposiciones calificará previamente la documentación a que se refiere el artículo 146, que deberá presentarse por los licitadores en sobre distinto al que contenga la proposición. Posteriormente procederá a la apertura y examen de las proposiciones, formulando la correspondiente propuesta de adjudicación al órgano de contratación, una vez ponderados los criterios que deban aplicarse para efectuar la selección del adjudicatario, y sin perjuicio de la intervención del comité de expertos o del organismo técnico especializado a los que hace referencia el artículo 150.2 en los casos previstos en el mismo, cuya evaluación de los criterios que exijan un juicio de valor vinculará a aquél a efectos de formular la propuesta. La apertura de las proposiciones deberá efectuarse en el plazo máximo de un mes contado desde la fecha de finalización del plazo para presentar las ofertas. En todo caso, la apertura de la oferta económica se realizará en acto público, salvo cuando se prevea que en la licitación puedan emplearse medios electrónicos.

Cuando para la valoración de las proposiciones hayan de tenerse en cuenta criterios distintos al del precio, el órgano competente para ello podrá solicitar, antes de formular su propuesta, cuantos informes técnicos considere precisos. Igualmente, podrán solicitarse estos informes cuando sea necesario verificar que las ofertas cumplen con las especificaciones técnicas del pliego.

2. La propuesta de adjudicación no crea derecho alguno en favor del licitador propuesto frente a la Administración. No obstante, cuando el órgano de contratación no adjudique el contrato de acuerdo con la propuesta formulada deberá motivar su decisión.

Artículo 161. *Adjudicación.*

1. Cuando el único criterio a considerar para seleccionar al adjudicatario del contrato sea el del precio, la adjudicación deberá recaer en el plazo máximo de quince días a contar desde el siguiente al de apertura de las proposiciones.

2. Cuando para la adjudicación del contrato deban tenerse en cuenta una pluralidad de criterios, el plazo máximo para efectuar la adjudicación será de dos meses a contar desde la apertura de las proposiciones, salvo que se hubiese establecido otro en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

3. Los plazos indicados en los apartados anteriores se ampliarán en quince días hábiles cuando sea necesario seguir los trámites a que se refiere el artículo 152.3.

4. De no producirse la adjudicación dentro de los plazos señalados, los licitadores tendrán derecho a retirar su proposición.

cve: BOE-A-2011-17887

*Sección 3.ª Procedimiento restringido*

Artículo 162. *Caracterización.*

En el procedimiento restringido sólo podrán presentar proposiciones aquellos empresarios que, a su solicitud y en atención a su solvencia, sean seleccionados por el órgano de contratación. En este procedimiento estará prohibida toda negociación de los términos del contrato con los solicitantes o candidatos.

Artículo 163. *Criterios para la selección de candidatos.*

1. Con carácter previo al anuncio de la licitación, el órgano de contratación deberá haber establecido los criterios objetivos de solvencia, de entre los señalados en los artículos 75 a 79, con arreglo a los cuales serán elegidos los candidatos que serán invitados a presentar proposiciones.

2. El órgano de contratación señalará el número mínimo de empresarios a los que invitará a participar en el procedimiento, que no podrá ser inferior a cinco. Si así lo estima procedente, el órgano de contratación podrá igualmente fijar el número máximo de candidatos a los que se invitará a presentar oferta.

En cualquier caso, el número de candidatos invitados debe ser suficiente para garantizar una competencia efectiva.

3. Los criterios o normas objetivos y no discriminatorios con arreglo a los cuales se seleccionará a los candidatos, así como el número mínimo y, en su caso, el número máximo de aquellos a los que se invitará a presentar proposiciones se indicarán en el anuncio de licitación.

Artículo 164. *Solicitudes de participación.*

1. En los procedimientos de adjudicación de contratos sujetos a regulación armonizada, el plazo de recepción de las solicitudes de participación no podrá ser inferior a treinta y siete días, a partir de la fecha del envío del anuncio al «Diario Oficial de la Unión Europea». Si se trata de contratos de concesión de obra pública, este plazo no podrá ser inferior a cincuenta y dos días. Este plazo podrá reducirse en siete días cuando los anuncios se envíen por medios electrónicos, informáticos y telemáticos.

En estos casos, la publicación de la licitación en el «Boletín Oficial del Estado» debe hacerse con una antelación mínima equivalente al plazo fijado para la presentación de las solicitudes de participación en el apartado siguiente.

2. Si se trata de contratos no sujetos a regulación armonizada, el plazo para la presentación de solicitudes de participación será, como mínimo, de diez días, contados desde la publicación del anuncio.

3. Las solicitudes de participación deberán ir acompañadas de la documentación a que se refiere el artículo 146.1.

Artículo 165. *Selección de solicitantes.*

1. El órgano de contratación, una vez comprobada la personalidad y solvencia de los solicitantes, seleccionará a los que deban pasar a la siguiente fase, a los que invitará, simultáneamente y por escrito, a presentar sus proposiciones en el plazo que proceda conforme a lo señalado en el artículo 167.

2. El número de candidatos invitados a presentar proposiciones deberá ser igual, al menos, al mínimo que, en su caso, se hubiese fijado previamente. Cuando el número de candidatos que cumplan los criterios de selección sea inferior a ese número mínimo, el órgano de contratación podrá continuar el procedimiento con los que reúnan las condiciones exigidas, sin que pueda invitarse a empresarios que no hayan solicitado participar en el mismo, o a candidatos que no posean esas condiciones.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 166. *Contenido de las invitaciones e información a los invitados.*

1. Las invitaciones contendrán una referencia al anuncio de licitación publicado e indicarán la fecha límite para la recepción de ofertas, la dirección a la que deban enviarse y la lengua en que deban estar redactadas, si se admite alguna otra además del castellano, los criterios de adjudicación del contrato que se tendrán en cuenta y su ponderación relativa o, en su caso, el orden decreciente de importancia atribuido a los mismos, si no figurasen en el anuncio de licitación, y el lugar, día y hora de la apertura de proposiciones.

2. La invitación a los candidatos incluirá un ejemplar de los pliegos y copia de la documentación complementaria, o contendrá las indicaciones pertinentes para permitir el acceso a estos documentos, cuando los mismos se hayan puesto directamente a su disposición por medios electrónicos, informáticos y telemáticos con arreglo a lo dispuesto en el apartado 1 del artículo siguiente.

3. Cuando los pliegos o la documentación complementaria, obren en poder de una entidad u órgano distinto del que tramita el procedimiento, la invitación precisará la forma en que puede solicitarse dicha documentación y, en su caso, la fecha límite para ello, así como el importe y las modalidades de pago de la cantidad que, en su caso, haya de abonarse. Los servicios competentes remitirán dicha documentación sin demora a los interesados tras la recepción de su solicitud.

4. Los órganos de contratación o los servicios competentes deberán facilitar, antes de los seis días anteriores a la fecha límite fijada para la recepción de ofertas, la información suplementaria sobre los pliegos o sobre la documentación complementaria que se les solicite con la debida antelación por los candidatos.

5. Será igualmente de aplicación en este procedimiento lo previsto en el artículo 158.3.

Artículo 167. *Proposiciones.*

1. El plazo de recepción de ofertas en los procedimientos relativos a contratos sujetos a regulación armonizada no podrá ser inferior a cuarenta días, contados a partir de la fecha de envío de la invitación escrita. Este plazo podrá reducirse en cinco días cuando se ofrezca acceso por medios electrónicos, informáticos y telemáticos a los pliegos y a la documentación complementaria.

Si se hubiese enviado el anuncio previo a que se refiere el artículo 141, el plazo podrá reducirse, como norma general, hasta treinta y seis días o, en casos excepcionales debidamente justificados, hasta veintidós días. Esta reducción del plazo sólo será admisible cuando el anuncio de información previa se hubiese enviado para su publicación antes de los cincuenta y dos días y después de los doce meses anteriores a la fecha de envío del anuncio de licitación, siempre que en él se hubiese incluido, de estar disponible, toda la información exigida para éste.

2. En los procedimientos relativos a contratos no sujetos a regulación armonizada, el plazo para la presentación de proposiciones no será inferior a quince días, contados desde la fecha de envío de la invitación.

Artículo 168. *Adjudicación.*

En la adjudicación del contrato será de aplicación lo previsto en los artículos 160 y 161, salvo lo que se refiere a la necesidad de calificar previamente la documentación a que se refiere el artículo 146.

*Sección 4.ª Procedimiento negociado*

Artículo 169. *Caracterización.*

1. En el procedimiento negociado la adjudicación recaerá en el licitador justificadamente elegido por el órgano de contratación, tras efectuar consultas con diversos candidatos y negociar las condiciones del contrato con uno o varios de ellos.

cve: BOE-A-2011-17887

2. El procedimiento negociado será objeto de publicidad previa en los casos previstos en el artículo 177, en los que será posible la presentación de ofertas en concurrencia por cualquier empresario interesado. En los restantes supuestos, no será necesario dar publicidad al procedimiento, asegurándose la concurrencia mediante el cumplimiento de lo previsto en el artículo 178.1.

Subsección 1.ª Supuestos de aplicación

Artículo 170. *Supuestos generales.*

En los términos que se establecen para cada tipo de contrato en los artículos siguientes, los contratos que celebren las Administraciones Públicas podrán adjudicarse mediante procedimiento negociado en los siguientes casos:

a) Cuando las proposiciones u ofertas económicas en los procedimientos abiertos, restringidos o de diálogo competitivo seguidos previamente sean irregulares o inaceptables por haberse presentado por empresarios carentes de aptitud, por incumplimiento en las ofertas de las obligaciones legales relativas a la fiscalidad, protección del medio ambiente y condiciones de trabajo a que se refiere el artículo 119, por infringir las condiciones para la presentación de variantes o mejoras, o por incluir valores anormales o desproporcionados, siempre que no se modifiquen sustancialmente las condiciones originales del contrato.

b) En casos excepcionales, cuando se trate de contratos en los que, por razón de sus características o de los riesgos que entrañen, no pueda determinarse previamente el precio global.

c) Cuando, tras haberse seguido un procedimiento abierto o restringido, no se haya presentado ninguna oferta o candidatura, o las ofertas no sean adecuadas, siempre que las condiciones iniciales del contrato no se modifiquen sustancialmente. Tratándose de contratos sujetos a regulación armonizada, se remitirá un informe a la Comisión de la Unión Europea, si ésta así lo solicita.

d) Cuando, por razones técnicas o artísticas o por motivos relacionados con la protección de derechos de exclusiva el contrato sólo pueda encomendarse a un empresario determinado.

e) Cuando una imperiosa urgencia, resultante de acontecimientos imprevisibles para el órgano de contratación y no imputables al mismo, demande una pronta ejecución del contrato que no pueda lograrse mediante la aplicación de la tramitación de urgencia regulada en el artículo 112.

f) Cuando el contrato haya sido declarado secreto o reservado, o cuando su ejecución deba ir acompañada de medidas de seguridad especiales conforme a la legislación vigente, o cuando lo exija la protección de los intereses esenciales de la seguridad del Estado y así se haya declarado de conformidad con lo previsto en el artículo 13.2.d).

g) Cuando se trate de contratos incluidos en el ámbito del artículo 346 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.

Artículo 171. *Contratos de obras.*

Además de en los casos previstos en el artículo 170, los contratos de obras podrán adjudicarse por procedimiento negociado en los siguientes supuestos:

a) Cuando las obras se realicen únicamente con fines de investigación, experimentación o perfeccionamiento y no con objeto de obtener una rentabilidad o de cubrir los costes de investigación o de desarrollo.

b) Cuando se trate de obras complementarias que no figuren en el proyecto ni en el contrato, o en el proyecto de concesión y su contrato inicial, pero que debido a una circunstancia que no pudiera haberse previsto por un poder adjudicador diligente

cve: BOE-A-2011-17887

pasen a ser necesarias para ejecutar la obra tal y como estaba descrita en el proyecto o en el contrato sin modificarla, y cuya ejecución se confíe al contratista de la obra principal o al concesionario de la obra pública de acuerdo con los precios que rijan para el contrato primitivo o que, en su caso, se fijen contradictoriamente, siempre que las obras no puedan separarse técnica o económicamente del contrato primitivo sin causar grandes inconvenientes al órgano de contratación o que, aunque resulten separables, sean estrictamente necesarias para su perfeccionamiento, y que el importe acumulado de las obras complementarias no supere el 50 por ciento del importe primitivo del contrato.

c) Cuando las obras consistan en la repetición de otras similares adjudicadas por procedimiento abierto o restringido al mismo contratista por el órgano de contratación, siempre que se ajusten a un proyecto base que haya sido objeto del contrato inicial adjudicado por dichos procedimientos, que la posibilidad de hacer uso de este procedimiento esté indicada en el anuncio de licitación del contrato inicial y que el importe de las nuevas obras se haya computado al fijar la cuantía total del contrato.

Únicamente se podrá recurrir a este procedimiento durante un período de tres años, a partir de la formalización del contrato inicial.

d) En todo caso, cuando su valor estimado sea inferior a un millón de euros.

Artículo 172. *Contratos de gestión de servicios públicos.*

Además de en los supuestos previstos en el artículo 170, podrá acudirse al procedimiento negociado para adjudicar contratos de gestión de servicios públicos en los siguientes casos:

a) Cuando se trate de servicios públicos respecto de los cuales no sea posible promover concurrencia en la oferta.

b) Los de gestión de servicios cuyo presupuesto de gastos de primer establecimiento se prevea inferior a 500.000 euros y su plazo de duración sea inferior a cinco años.

c) Los relativos a la prestación de asistencia sanitaria concertados con medios ajenos, derivados de un Convenio de colaboración entre las Administraciones Públicas o de un contrato marco, siempre que éste haya sido adjudicado con sujeción a las normas de esta Ley.

Artículo 173. *Contratos de suministro.*

Además de en los casos previstos en el artículo 170, los contratos de suministro podrán adjudicarse mediante el procedimiento negociado en los siguientes supuestos:

a) Cuando se trate de la adquisición de bienes muebles integrantes del Patrimonio Histórico Español, previa su valoración por la Junta de Calificación, Valoración y Exportación de Bienes del Patrimonio Histórico Español u organismo reconocido al efecto de las Comunidades Autónomas, que se destinen a museos, archivos o bibliotecas.

b) Cuando los productos se fabriquen exclusivamente para fines de investigación, experimentación, estudio o desarrollo; esta condición no se aplica a la producción en serie destinada a establecer la viabilidad comercial del producto o a recuperar los costes de investigación y desarrollo.

c) Cuando se trate de entregas complementarias efectuadas por el proveedor inicial que constituyan bien una reposición parcial de suministros o instalaciones de uso corriente, o bien una ampliación de los suministros o instalaciones existentes, si el cambio de proveedor obligase al órgano de contratación a adquirir material con características técnicas diferentes, dando lugar a incompatibilidades o a dificultades técnicas de uso y de mantenimiento desproporcionadas. La duración de tales contratos, así como la de los contratos renovables, no podrá, por regla general, ser superior a tres años.

cve: BOE-A-2011-17887

d) Cuando se trate de la adquisición en mercados organizados o bolsas de materias primas de suministros que coticen en los mismos.

e) Cuando se trate de un suministro concertado en condiciones especialmente ventajosas con un proveedor que cese definitivamente en sus actividades comerciales, o con los administradores de un concurso, o a través de un acuerdo judicial o un procedimiento de la misma naturaleza.

f) En todo caso, cuando su valor estimado sea inferior a 100.000 euros.

Artículo 174. *Contratos de servicios.*

Además de en los casos previstos en el artículo 170, los contratos de servicios podrán adjudicarse por procedimiento negociado en los siguientes supuestos:

a) Cuando debido a las características de la prestación, especialmente en los contratos que tengan por objeto prestaciones de carácter intelectual y en los comprendidos en la categoría 6 del Anexo II, no sea posible establecer sus condiciones con la precisión necesaria para adjudicarlo por procedimiento abierto o restringido.

b) Cuando se trate de servicios complementarios que no figuren en el proyecto ni en el contrato pero que debido a una circunstancia que no pudiera haberse previsto por un poder adjudicador diligente pasen a ser necesarios para ejecutar el servicio tal y como estaba descrito en el proyecto o en el contrato sin modificarlo, y cuya ejecución se confíe al empresario al que se adjudicó el contrato principal de acuerdo con los precios que rijan para éste o que, en su caso, se fijen contradictoriamente, siempre que los servicios no puedan separarse técnica o económicamente del contrato primitivo sin causar grandes inconvenientes al órgano de contratación o que, aunque resulten separables, sean estrictamente necesarios para su perfeccionamiento y que el importe acumulado de los servicios complementarios no supere el 50 por ciento del importe primitivo del contrato.

c) Cuando los servicios consistan en la repetición de otros similares adjudicados por procedimiento abierto o restringido al mismo contratista por el órgano de contratación, siempre que se ajusten a un proyecto base que haya sido objeto del contrato inicial adjudicado por dichos procedimientos, que la posibilidad de hacer uso de este procedimiento esté indicada en el anuncio de licitación del contrato inicial y que el importe de los nuevos servicios se haya computado al fijar la cuantía total del contrato.

Únicamente se podrá recurrir a este procedimiento durante un período de tres años, a partir de la formalización del contrato inicial.

d) Cuando el contrato en cuestión sea la consecuencia de un concurso y, con arreglo a las normas aplicables, deba adjudicarse al ganador. En caso de que existan varios ganadores se deberá invitar a todos ellos a participar en las negociaciones.

e) En todo caso, cuando su valor estimado sea inferior a 100.000 euros.

Artículo 175. *Otros contratos.*

Salvo que se disponga otra cosa en las normas especiales por las que se regulen, los restantes contratos de las Administraciones Públicas podrán ser adjudicados por procedimiento negociado en los casos previstos en el artículo 170 y, además, cuando su valor estimado sea inferior a 100.000 euros.

Subsección 2.ª Tramitación

Artículo 176. *Delimitación de la materia objeto de negociación.*

En el pliego de cláusulas administrativas particulares se determinarán los aspectos económicos y técnicos que, en su caso, hayan de ser objeto de negociación con las empresas.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 177. *Anuncio de licitación y presentación de solicitudes de participación.*

1. Cuando se acuda al procedimiento negociado por concurrir las circunstancias previstas en las letras a) y b) del artículo 170, en la letra a) del artículo 171, o en la letra a) del artículo 174, el órgano de contratación deberá publicar un anuncio de licitación en la forma prevista en el artículo 142.

Podrá prescindirse de la publicación del anuncio cuando se acuda al procedimiento negociado por haberse presentado ofertas irregulares o inaceptables en los procedimientos antecedentes, siempre que en la negociación se incluya a todos los licitadores que en el procedimiento abierto o restringido, o en el procedimiento de diálogo competitivo seguido con anterioridad hubiesen presentado ofertas conformes con los requisitos formales exigidos, y sólo a ellos.

2. Igualmente, en los contratos no sujetos a regulación armonizada que puedan adjudicarse por procedimiento negociado por ser su cuantía inferior a la indicada en los artículos 171, letra d), 172, letra b), 173, letra f), 174, letra e) y 175, deberán publicarse anuncios conforme a lo previsto en el artículo 142 cuando su valor estimado sea superior a 200.000 euros, si se trata de contratos de obras, o a 60.000 euros, cuando se trate de otros contratos.

3. Serán de aplicación al procedimiento negociado, en los casos en que se proceda a la publicación de anuncios de licitación, las normas contenidas en los artículos 163 a 166, ambos inclusive. No obstante, en caso de que se decida limitar el número de empresas a las que se invitará a negociar, deberá tenerse en cuenta lo señalado en el apartado 1 del artículo siguiente.

Artículo 178. *Negociación de los términos del contrato.*

1. En el procedimiento negociado será necesario solicitar ofertas, al menos, a tres empresas capacitadas para la realización del objeto del contrato, siempre que ello sea posible.

2. Los órganos de contratación podrán articular el procedimiento negociado en fases sucesivas, a fin de reducir progresivamente el número de ofertas a negociar mediante la aplicación de los criterios de adjudicación señalados en el anuncio de licitación o en el pliego de condiciones, indicándose en éstos si se va a hacer uso de esta facultad. El número de soluciones que lleguen hasta la fase final deberá ser lo suficientemente amplio como para garantizar una competencia efectiva, siempre que se hayan presentado un número suficiente de soluciones o de candidatos adecuados.

3. Durante la negociación, los órganos de contratación velarán porque todos los licitadores reciban igual trato. En particular no facilitarán, de forma discriminatoria, información que pueda dar ventajas a determinados licitadores con respecto al resto.

4. Los órganos de contratación negociarán con los licitadores las ofertas que éstos hayan presentado para adaptarlas a los requisitos indicados en el pliego de cláusulas administrativas particulares y en el anuncio de licitación, en su caso, y en los posibles documentos complementarios, con el fin de identificar la oferta económicamente más ventajosa.

5. En el expediente deberá dejarse constancia de las invitaciones cursadas, de las ofertas recibidas y de las razones para su aceptación o rechazo.

*Sección 5.ª Diálogo competitivo*

Artículo 179. *Caracterización.*

1. En el diálogo competitivo, el órgano de contratación dirige un diálogo con los candidatos seleccionados, previa solicitud de los mismos, a fin de desarrollar una o varias soluciones susceptibles de satisfacer sus necesidades y que servirán de base para que los candidatos elegidos presenten una oferta.

cve: BOE-A-2011-17887

2. Los órganos de contratación podrán establecer primas o compensaciones para los participantes en el diálogo.

Artículo 180. *Supuestos de aplicación.*

1. El diálogo competitivo podrá utilizarse en el caso de contratos particularmente complejos, cuando el órgano de contratación considere que el uso del procedimiento abierto o el del restringido no permite una adecuada adjudicación del contrato.

2. A estos efectos, se considerará que un contrato es particularmente complejo cuando el órgano de contratación no se encuentre objetivamente capacitado para definir, con arreglo a las letras b), c) o d) del apartado 3 del artículo 117, los medios técnicos aptos para satisfacer sus necesidades u objetivos, o para determinar la cobertura jurídica o financiera de un proyecto.

3. Los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado a que se refiere el artículo 11 se adjudicarán por este procedimiento, sin perjuicio de que pueda seguirse el procedimiento negociado con publicidad en el caso previsto en el artículo 170.a).

Artículo 181. *Apertura del procedimiento y solicitudes de participación.*

1. Los órganos de contratación publicarán un anuncio de licitación en el que darán a conocer sus necesidades y requisitos, que definirán en dicho anuncio o en un documento descriptivo.

2. Serán de aplicación en este procedimiento las normas contenidas en los artículos 163 a 165, ambos inclusive. No obstante, en caso de que se decida limitar el número de empresas a las que se invitará a tomar parte en el diálogo, éste no podrá ser inferior a tres.

3. Las invitaciones a tomar parte en el diálogo contendrán una referencia al anuncio de licitación publicado e indicarán la fecha y el lugar de inicio de la fase de consulta, la lengua o lenguas utilizables, si se admite alguna otra, además del castellano, los documentos relativos a las condiciones de aptitud que, en su caso, se deban adjuntar, y la ponderación relativa de los criterios de adjudicación del contrato o, en su caso, el orden decreciente de importancia de dichos criterios, si no figurasen en el anuncio de licitación. Serán aplicables las disposiciones de los apartados 2 a 5 del artículo 166, en cuanto a la documentación que debe acompañar a las invitaciones, si bien las referencias a los pliegos deben entenderse hechas al documento descriptivo y el plazo límite previsto en el apartado 4 para facilitar información suplementaria se entenderá referido a los seis días anteriores a la fecha fijada para el inicio de la fase de diálogo.

Artículo 182. *Diálogo con los candidatos.*

1. El órgano de contratación desarrollará, con los candidatos seleccionados, un diálogo cuyo fin será determinar y definir los medios adecuados para satisfacer sus necesidades. En el transcurso de este diálogo, podrán debatirse todos los aspectos del contrato con los candidatos seleccionados.

2. Durante el diálogo, el órgano de contratación dará un trato igual a todos los licitadores y, en particular, no facilitará, de forma discriminatoria, información que pueda dar ventajas a determinados licitadores con respecto al resto.

El órgano de contratación no podrá revelar a los demás participantes las soluciones propuestas por un participante u otros datos confidenciales que éste les comunique sin previo acuerdo de éste.

3. El procedimiento podrá articularse en fases sucesivas, a fin de reducir progresivamente el número de soluciones a examinar durante la fase de diálogo mediante la aplicación de los criterios indicados en el anuncio de licitación o en el documento descriptivo, indicándose en éstos si se va a hacer uso de esta posibilidad. El número de soluciones que se examinen en la fase final deberá ser lo suficientemente amplio como

cve: BOE-A-2011-17887

para garantizar una competencia efectiva entre ellas, siempre que se hayan presentado un número suficiente de soluciones o de candidatos adecuados.

4. El órgano de contratación proseguirá el diálogo hasta que se encuentre en condiciones de determinar, después de compararlas, si es preciso, las soluciones que puedan responder a sus necesidades.

Tras declarar cerrado el diálogo e informar de ello a todos los participantes, el órgano de contratación les invitará a que presenten su oferta final, basada en la solución o soluciones presentadas y especificadas durante la fase de diálogo, indicando la fecha límite, la dirección a la que deba enviarse y la lengua o lenguas en que puedan estar redactadas, si se admite alguna otra además del castellano.

Artículo 183. *Presentación y examen de las ofertas.*

1. Las ofertas deben incluir todos los elementos requeridos y necesarios para la realización del proyecto.

El órgano de contratación, podrá solicitar precisiones o aclaraciones sobre las ofertas presentadas, ajustes en las mismas o información complementaria relativa a ellas, siempre que ello no suponga una modificación de sus elementos fundamentales que implique una variación que pueda falsear la competencia o tener un efecto discriminatorio.

2. El órgano de contratación evaluará las ofertas presentadas por los licitadores en función de los criterios de adjudicación establecidos en el anuncio de licitación o en el documento descriptivo y seleccionará la oferta económicamente más ventajosa. Para esta valoración habrán de tomarse en consideración, necesariamente, varios criterios, sin que sea posible adjudicar el contrato únicamente basándose en el precio ofertado.

3. El órgano de contratación podrá requerir al licitador cuya oferta se considere más ventajosa económicamente para que aclare determinados aspectos de la misma o ratifique los compromisos que en ella figuran, siempre que con ello no se modifiquen elementos sustanciales de la oferta o de la licitación, se falsee la competencia, o se produzca un efecto discriminatorio.

*Sección 6.ª Normas especiales aplicables a los concursos de proyectos*

Artículo 184. *Ámbito de aplicación.*

1. Son concursos de proyectos los procedimientos encaminados a la obtención de planos o proyectos, principalmente en los campos de la arquitectura, el urbanismo, la ingeniería y el procesamiento de datos, a través de una selección que, tras la correspondiente licitación, se encomienda a un jurado.

2. Las normas de la presente sección se aplicarán a los concursos de proyectos que respondan a uno de los tipos siguientes:

a) Concursos de proyectos organizados en el marco de un procedimiento de adjudicación de un contrato de servicios.

b) Concursos de proyectos con primas de participación o pagos a los participantes.

3. No se aplicarán las normas de la presente sección a los concursos de proyectos que se encuentren en casos equiparables a los previstos en el artículo 4 y en el apartado 2 del artículo 13.

4. Se consideran sujetos a regulación armonizada los concursos de proyectos cuya cuantía sea igual o superior a los umbrales fijados en el artículo 16 en función del órgano que efectúe la convocatoria.

La cuantía de los concursos de proyectos se calculará aplicando las siguientes reglas a los supuestos previstos en el apartado 2 de este artículo: en el caso de la letra a), se tendrá en cuenta el valor estimado del contrato de servicios y las eventuales primas de

cve: BOE-A-2011-17887

participación o pagos a los participantes;, en el caso previsto en la letra b), se tendrá en cuenta el importe total de los pagos y primas, e incluyendo el valor estimado del contrato de servicios que pudiera adjudicarse ulteriormente con arreglo a la letra d) del artículo 174, si el órgano de contratación no excluyese esta adjudicación en el anuncio del concurso.

Artículo 185. *Bases del concurso.*

Las normas relativas a la organización de un concurso de proyectos se establecerán de conformidad con lo regulado en la presente sección y se pondrán a disposición de quienes estén interesados en participar en el mismo.

Artículo 186. *Participantes.*

En caso de que se decida limitar el número de participantes, la selección de éstos deberá efectuarse aplicando criterios objetivos, claros y no discriminatorios, sin que el acceso a la participación pueda limitarse a un determinado ámbito territorial, o a personas físicas con exclusión de las jurídicas o a la inversa. En cualquier caso, al fijar el número de candidatos invitados a participar, deberá tenerse en cuenta la necesidad de garantizar una competencia real.

Artículo 187. *Publicidad.*

1. La licitación del concurso de proyectos se publicará en la forma prevista en el artículo 142.
2. Los resultados del concurso se publicarán en la forma prevista en el artículo 154.

Artículo 188. *Decisión del concurso.*

1. El jurado estará compuesto por personas físicas independientes de los participantes en el concurso de proyectos.
2. Cuando se exija una cualificación profesional específica para participar en un concurso de proyectos, al menos un tercio de los miembros del jurado deberá poseer dicha cualificación u otra equivalente.
3. El jurado adoptará sus decisiones o dictámenes con total independencia, sobre la base de proyectos que le serán presentados de forma anónima, y atendiendo únicamente a los criterios indicados en el anuncio de celebración del concurso.
4. El jurado tendrá autonomía de decisión o de dictamen.
5. El jurado hará constar en un informe, firmado por sus miembros, la clasificación de los proyectos, teniendo en cuenta los méritos de cada proyecto, junto con sus observaciones y cualesquiera aspectos que requieran aclaración.
6. Deberá respetarse el anonimato hasta que el jurado emita su dictamen o decisión.
7. De ser necesario, podrá invitarse a los participantes a que respondan a preguntas que el jurado haya incluido en el acta para aclarar cualquier aspecto de los proyectos, debiendo levantarse un acta completa del diálogo entre los miembros del jurado y los participantes.
8. Conocido el dictamen del jurado y teniendo en cuenta el contenido de la clasificación y del acta a que se refiere el artículo anterior el órgano de contratación procederá a la adjudicación, que deberá ser motivada si no se ajusta a la propuesta o propuestas del jurado.
9. En lo no previsto por esta sección el concurso de los proyectos se regirá por las disposiciones reguladoras de la contratación de servicios.

cve: BOE-A-2011-17887

CAPÍTULO II

**Adjudicación de otros contratos del sector público**

*Sección 1.ª Normas aplicables por los poderes adjudicadores que no tengan el carácter de administraciones públicas*

Artículo 189. *Delimitación general.*

Los poderes adjudicadores que no tengan el carácter de Administraciones Públicas aplicarán, para la adjudicación de sus contratos, las normas de la presente sección.

Artículo 190. *Adjudicación de los contratos sujetos a regulación armonizada.*

1. La adjudicación de los contratos sujetos a regulación armonizada se regirá por las normas establecidas en el Capítulo anterior con las siguientes adaptaciones:

a) No serán de aplicación las normas establecidas en el segundo párrafo del apartado 2 del artículo 150 sobre intervención del comité de expertos para la valoración de criterios subjetivos, en los apartados 1 y 2 del artículo 152 sobre criterios para apreciar el carácter anormal o desproporcionado de las ofertas, en el artículo 156 sobre formalización de los contratos sin perjuicio de que deba observarse el plazo establecido en su apartado 3 y lo previsto en el apartado 5, en el artículo 160 sobre examen de las proposiciones y propuesta de adjudicación, y en el artículo 172 sobre los supuestos en que es posible acudir a un procedimiento negociado para adjudicar contratos de gestión de servicios públicos.

b) No será preciso publicar las licitaciones y adjudicaciones en los diarios oficiales nacionales a que se refieren el párrafo primero del apartado 1 del artículo 142 y el párrafo primero del apartado 2 del artículo 154, entendiéndose que se satisface el principio de publicidad mediante la publicación efectuada en el «Diario Oficial de la Unión Europea» y la inserción de la correspondiente información en la plataforma de contratación a que se refiere el artículo 334 o en el sistema equivalente gestionado por la Administración Pública de la que dependa la entidad contratante, sin perjuicio de la utilización de medios adicionales con carácter voluntario.

2. Si, por razones de urgencia, resultara impracticable el cumplimiento de los plazos mínimos establecidos, será de aplicación lo previsto en el artículo 112.2.b) sobre reducción de plazos.

Artículo 191. *Adjudicación de los contratos que no estén sujetos a regulación armonizada.*

En la adjudicación de contratos no sujetos a regulación armonizada serán de aplicación las siguientes disposiciones:

a) La adjudicación estará sometida, en todo caso, a los principios de publicidad, concurrencia, transparencia, confidencialidad, igualdad y no discriminación.

b) Los órganos competentes de las entidades a que se refiere esta sección aprobarán unas instrucciones, de obligado cumplimiento en el ámbito interno de las mismas, en las que se regulen los procedimientos de contratación de forma que quede garantizada la efectividad de los principios enunciados en la letra anterior y que el contrato es adjudicado a quien presente la oferta económicamente más ventajosa. Estas instrucciones deben ponerse a disposición de todos los interesados en participar en los procedimientos de adjudicación de contratos regulados por ellas, y publicarse en el perfil de contratante de la entidad.

En el ámbito del sector público estatal, la aprobación de las instrucciones requerirá el informe previo de la Abogacía del Estado.

cve: BOE-A-2011-17887

c) Se entenderán cumplidas las exigencias derivadas del principio de publicidad con la inserción de la información relativa a la licitación de los contratos cuyo importe supere los 50.000 euros en el perfil del contratante de la entidad, sin perjuicio de que las instrucciones internas de contratación puedan arbitrar otras modalidades, alternativas o adicionales, de difusión.

*Sección 2.ª Normas aplicables por otros entes, organismos y entidades del sector público*

Artículo 192. *Régimen de adjudicación de contratos.*

1. Los entes, organismos y entidades del sector público que no tengan la consideración de poderes adjudicadores deberán ajustarse, en la adjudicación de los contratos, a los principios de publicidad, concurrencia, transparencia, confidencialidad, igualdad y no discriminación.

2. La adjudicación de los contratos deberá efectuarse de forma que recaiga en la oferta económicamente más ventajosa.

3. En las instrucciones internas en materia de contratación que se aprueben por estas entidades se dispondrá lo necesario para asegurar la efectividad de los principios enunciados en el apartado 1 de este artículo y la directriz establecida en el apartado 2. Estas instrucciones deben ponerse a disposición de todos los interesados en participar en los procedimientos de adjudicación de contratos regulados por ellas, y publicarse en el perfil de contratante de la entidad.

En el ámbito del sector público estatal, estas instrucciones deberán ser informadas antes de su aprobación por el órgano al que corresponda el asesoramiento jurídico de la correspondiente entidad.

*Sección 3.ª Normas aplicables en la adjudicación de contratos subvencionados*

Artículo 193. *Adjudicación de contratos subvencionados.*

La adjudicación de los contratos subvencionados a que se refiere el artículo 17 de esta Ley se regirá por las normas establecidas en el artículo 190.

## TÍTULO II

## Racionalización técnica de la contratación

### CAPÍTULO I

### Normas generales

Artículo 194. *Sistemas para la racionalización de la contratación de las Administraciones Públicas.*

Para racionalizar y ordenar la adjudicación de contratos las Administraciones Públicas podrán concluir acuerdos marco, articular sistemas dinámicos, o centralizar la contratación de obras, servicios y suministros en servicios especializados, conforme a las normas de este Título.

Artículo 195. *Sistemas para la racionalización de la contratación de otras entidades del sector público.*

Los sistemas para la racionalización de la contratación que establezcan las entidades del sector público que no tengan el carácter de Administraciones Públicas en sus normas e instrucciones propias, deberán ajustarse a las disposiciones de este Título para la adjudicación de contratos sujetos a regulación armonizada.

cve: BOE-A-2011-17887

CAPÍTULO II

**Acuerdos marco**

Artículo 196. *Funcionalidad y límites.*

1. Los órganos de contratación del sector público podrán concluir acuerdos marco con uno o varios empresarios con el fin de fijar las condiciones a que habrán de ajustarse los contratos que pretendan adjudicar durante un período determinado, siempre que el recurso a estos instrumentos no se efectúe de forma abusiva o de modo que la competencia se vea obstaculizada, restringida o falseada.

2. Cuando el acuerdo marco se concluya con varios empresarios, el número de éstos deberá ser, al menos, de tres, siempre que exista un número suficiente de interesados que se ajusten a los criterios de selección o de ofertas admisibles que respondan a los criterios de adjudicación.

3. La duración de un acuerdo marco no podrá exceder de cuatro años, salvo en casos excepcionales, debidamente justificados.

Artículo 197. *Procedimiento de celebración de acuerdos marco.*

1. Para la celebración de un acuerdo marco se seguirán las normas de procedimiento establecidas en el Libro II, y en el Capítulo I del Título I de este Libro.

2. La celebración del acuerdo marco se publicará en el perfil de contratante del órgano de contratación y, en un plazo no superior a cuarenta y ocho días, se publicará además en el «Boletín Oficial del Estado» o en los respectivos Diarios o Boletines Oficiales de las Comunidades Autónomas o de las Provincias. La posibilidad de adjudicar contratos sujetos a regulación armonizada con base en el acuerdo marco estará condicionada a que en el plazo de cuarenta y ocho días desde su celebración, se hubiese remitido el correspondiente anuncio de la misma al «Diario Oficial de la Unión Europea» y efectuado su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

3. En los casos a que se refiere el artículo 153, el órgano de contratación podrá no publicar determinada información relativa a la celebración del acuerdo marco, justificándolo debidamente en el expediente.

Artículo 198. *Adjudicación de contratos basados en un acuerdo marco.*

1. Sólo podrán celebrarse contratos basados en un acuerdo marco entre los órganos de contratación y las empresas que hayan sido originariamente partes en aquél. En estos contratos, en particular en el caso previsto en el apartado 3 de este artículo, las partes no podrán, en ningún caso, introducir modificaciones sustanciales respecto de los términos establecidos en el acuerdo marco.

2. Los contratos basados en el acuerdo marco se adjudicarán de acuerdo con lo previsto en los apartados 3 y 4 de este artículo.

3. Cuando el acuerdo marco se hubiese concluido con un único empresario, los contratos basados en aquél se adjudicarán con arreglo a los términos en él establecidos. Los órganos de contratación podrán consultar por escrito al empresario, pidiéndole, si fuere necesario, que complete su oferta.

4. Cuando el acuerdo marco se hubiese celebrado con varios empresarios, la adjudicación de los contratos en él basados se efectuará aplicando los términos fijados en el propio acuerdo marco, sin necesidad de convocar a las partes a una nueva licitación.

Cuando no todos los términos estén establecidos en el acuerdo marco, la adjudicación de los contratos se efectuará convocando a las partes a una nueva licitación, en la que se tomarán como base los mismos términos, formulándolos de manera más precisa si fuera necesario, y, si ha lugar, otros a los que se refieran las especificaciones del acuerdo marco, con arreglo al procedimiento siguiente:

a) Por cada contrato que haya de adjudicarse, se consultará por escrito a todas las empresas capaces de realizar el objeto del contrato; no obstante, cuando los contratos a

cve: BOE-A-2011-17887

adjudicar no estén sujetos, por razón de su objeto y cuantía, a procedimiento armonizado, el órgano de contratación podrá decidir, justificándolo debidamente en el expediente, no extender esta consulta a la totalidad de los empresarios que sean parte del acuerdo marco, siempre que, como mínimo, solicite ofertas a tres de ellos.

b) Se concederá un plazo suficiente para presentar las ofertas relativas a cada contrato específico, teniendo en cuenta factores tales como la complejidad del objeto del contrato y el tiempo necesario para el envío de la oferta.

c) Las ofertas se presentarán por escrito y su contenido será confidencial hasta el momento fijado para su apertura.

d) De forma alternativa a lo señalado en las letras anteriores, el órgano de contratación podrá abrir una subasta electrónica para la adjudicación del contrato conforme a lo establecido en el artículo 148.

e) El contrato se adjudicará al licitador que haya presentado la mejor oferta, valorada según los criterios detallados en el acuerdo marco.

f) Si lo estima oportuno, el órgano de contratación podrá decidir la publicación de la adjudicación conforme a lo previsto en el artículo 154.

5. En los procedimientos de adjudicación a que se refieren los apartados anteriores podrá efectuarse la formalización del contrato sin necesidad de observar el plazo de espera previsto en el artículo 156.3.

## CAPÍTULO III

## Sistemas dinámicos de contratación

Artículo 199. *Funcionalidad y límites.*

1. Los órganos de contratación del sector público podrán articular sistemas dinámicos para la contratación de obras, servicios y suministros de uso corriente cuyas características, generalmente disponibles en el mercado, satisfagan sus necesidades, siempre que el recurso a estos instrumentos no se efectúe de forma que la competencia se vea obstaculizada, restringida o falseada.

2. La duración de un sistema dinámico de contratación no podrá exceder de cuatro años, salvo en casos excepcionales debidamente justificados.

Artículo 200. *Implementación.*

1. El sistema dinámico de contratación se desarrollará de acuerdo con las normas del procedimiento abierto a lo largo de todas sus fases y hasta la adjudicación de los correspondientes contratos, que se efectuará en la forma prevista en el artículo 202. Todos los licitadores que cumplan los criterios de selección y que hayan presentado una oferta indicativa que se ajuste a lo señalado en los pliegos serán admitidos en el sistema.

2. Para la implementación de un sistema dinámico de contratación se observarán las siguientes normas:

a) El órgano de contratación deberá publicar un anuncio de licitación, en la forma establecida en el artículo 142, en el que deberá indicar expresamente que pretende articular un sistema dinámico de contratación.

b) En los pliegos deberá precisarse, además de los demás extremos que resulten pertinentes, la naturaleza de los contratos que podrán celebrarse mediante el sistema, y toda la información necesaria para incorporarse al mismo y, en particular, la relativa al equipo electrónico utilizado y a los arreglos y especificaciones técnicas de conexión.

c) Desde la publicación del anuncio y hasta la expiración del sistema, se ofrecerá acceso sin restricción, directo y completo, por medios electrónicos, informáticos y telemáticos, a los pliegos y a la documentación complementaria. En el anuncio a que se

cve: BOE-A-2011-17887

refiere la letra a) anterior, se indicará la dirección de Internet en la que estos documentos pueden consultarse.

3. El desarrollo del sistema, y la adjudicación de los contratos en el marco de éste deberán efectuarse, exclusivamente, por medios electrónicos, informáticos y telemáticos.

4. La participación en el sistema será gratuita para las empresas, a las que no se podrá cargar ningún gasto.

Artículo 201. *Incorporación de empresas al sistema.*

1. Durante la vigencia del sistema, todo empresario interesado podrá presentar una oferta indicativa a efectos de ser incluido en el mismo.

2. La evaluación de las ofertas indicativas deberá efectuarse en un plazo máximo de quince días a partir de su presentación. Este plazo podrá prorrogarse por el órgano de contratación, siempre que, entretanto, no convoque una nueva licitación.

3. El órgano de contratación deberá comunicar al licitador su admisión en el sistema dinámico de contratación, o el rechazo de su oferta indicativa, que sólo procederá en caso de que la oferta no se ajuste a lo establecido en el pliego, en el plazo máximo de dos días desde que se efectúe la evaluación de su oferta indicativa.

4. Las ofertas indicativas podrán mejorarse en cualquier momento siempre que sigan siendo conformes al pliego.

Artículo 202. *Adjudicación de contratos en el marco de un sistema dinámico de contratación.*

1. Cada contrato específico que se pretenda adjudicar en el marco de un sistema dinámico de contratación deberá ser objeto de una licitación.

2. Cuando, por razón de su cuantía, los contratos a adjudicar estén sujetos a regulación armonizada, antes de proceder a la licitación los órganos de contratación publicarán un anuncio simplificado, en los medios que se detallan en el artículo 142, invitando a cualquier empresario interesado a presentar una oferta indicativa, en un plazo no inferior a quince días, que se computarán desde el envío del anuncio a la Unión Europea. Hasta que se concluya la evaluación de las ofertas indicativas presentadas en plazo no podrán convocarse nuevas licitaciones.

3. Todos los empresarios admitidos en el sistema serán invitados a presentar una oferta para el contrato específico que se esté licitando, a cuyo efecto se les concederá un plazo suficiente, que se fijará teniendo en cuenta el tiempo que razonablemente pueda ser necesario para prepararla, atendida la complejidad del contrato. El órgano de contratación podrá, asimismo, abrir una subasta electrónica conforme a lo establecido en el artículo 148.

4. El contrato se adjudicará al licitador que haya presentado la mejor oferta, valorada de acuerdo con los criterios señalados en el anuncio de licitación a que se refiere el artículo 200.2.a). Estos criterios deberán precisarse en la invitación a la que se refiere el apartado anterior.

5. El resultado del procedimiento deberá anunciarse dentro de los cuarenta y ocho días siguientes a la adjudicación de cada contrato en la forma prevista en el apartado 1 del artículo 154, siendo igualmente de aplicación lo previsto en su apartado 4. No obstante, estos anuncios podrán agruparse trimestralmente, en cuyo caso el plazo de cuarenta y ocho días se computará desde la terminación del trimestre.

6. La adjudicación prevista en el apartado 4 de este artículo podrá ir seguida de forma inmediata por la formalización del contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

CAPÍTULO IV

## Centrales de contratación

### *Sección 1.ª Normas generales*

Artículo 203. *Funcionalidad y principios de actuación.*

1. Las entidades del sector público podrán centralizar la contratación de obras, servicios y suministros, atribuyéndola a servicios especializados.
2. Las centrales de contratación podrán actuar adquiriendo suministros y servicios para otros órganos de contratación, o adjudicando contratos o celebrando acuerdos marco para la realización de obras, suministros o servicios destinados a los mismos.
3. Las centrales de contratación se sujetarán, en la adjudicación de los contratos y acuerdos marco que celebren, a las disposiciones de la presente Ley y sus normas de desarrollo.

Artículo 204. *Creación de centrales de contratación por las Comunidades Autónomas y Entidades Locales.*

1. La creación de centrales de contratación por las Comunidades Autónomas, así como la determinación del tipo de contratos y el ámbito subjetivo a que se extienden, se efectuará en la forma que prevean las normas de desarrollo de esta Ley que aquéllas dicten en ejercicio de sus competencias.
2. En el ámbito de la Administración local, las Diputaciones Provinciales podrán crear centrales de contratación por acuerdo del Pleno.

Artículo 205. *Adhesión a sistemas externos de contratación centralizada.*

1. Las Comunidades Autónomas y las Entidades locales, así como los Organismos autónomos y entes públicos dependientes de ellas podrán adherirse al sistema de contratación centralizada estatal regulado en el artículo 206, para la totalidad de los suministros, servicios y obras incluidos en el mismo o sólo para determinadas categorías de ellos. La adhesión requerirá la conclusión del correspondiente acuerdo con la Dirección General del Patrimonio del Estado.
2. Igualmente, mediante los correspondientes acuerdos, las Comunidades Autónomas y las Entidades locales podrán adherirse a sistemas de adquisición centralizada de otras Comunidades Autónomas o Entidades locales.
3. Las sociedades y fundaciones y los restantes entes, organismos y entidades del sector público podrán adherirse a los sistemas de contratación centralizada establecidos por las Administraciones Públicas en la forma prevista en los apartados anteriores.

### *Sección 2.ª Contratación centralizada en el ámbito estatal*

Artículo 206. *Régimen general.*

1. En el ámbito de la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social y demás Entidades públicas estatales, el Ministro de Economía y Hacienda podrá declarar de contratación centralizada los suministros, obras y servicios que se contraten de forma general y con características esencialmente homogéneas por los diferentes órganos y organismos.
2. La contratación de estos suministros, obras o servicios deberá efectuarse a través de la Dirección General del Patrimonio del Estado, que operará, respecto de ellos, como central de contratación única en el ámbito definido en el apartado 1. La financiación de los correspondientes contratos, correrá a cargo del organismo peticionario.

cve: BOE-A-2011-17887

3. La contratación de obras, suministros o servicios centralizados podrá efectuarse por la Dirección General del Patrimonio del Estado a través de los siguientes procedimientos:

a) Mediante la conclusión del correspondiente contrato, que se adjudicará con arreglo a las normas procedimentales contenidas en el Capítulo I del Título I de este Libro.

b) A través del procedimiento especial de adopción de tipo. Este procedimiento se desarrollará en dos fases, la primera de las cuales tendrá por objeto la adopción de los tipos contratables para cada clase de bienes, obras o servicios mediante la conclusión de un acuerdo marco o la apertura de un sistema dinámico, mientras que la segunda tendrá por finalidad la contratación específica, conforme a las normas aplicables a cada uno de dichos sistemas contractuales, de los bienes, servicios u obras de los tipos así adoptados que precisen los diferentes órganos y organismos.

En tanto no se produzca la adopción de tipos conforme a lo señalado en el apartado anterior, o cuando los tipos adoptados no reúnan las características indispensables para satisfacer las necesidades del organismo peticionario, la contratación de los suministros, obras o servicios se efectuará, con arreglo a las normas generales de procedimiento, por la Dirección General del Patrimonio del Estado. No obstante, si la Orden por la que se acuerda la centralización de estos contratos así lo prevé, la contratación podrá realizarse, de acuerdo con las normas generales de competencia y procedimiento, por el correspondiente órgano de contratación, previo informe favorable de la Dirección General del Patrimonio del Estado.

Cuando la contratación de los suministros, servicios u obras deba efectuarse convocando a las partes en un acuerdo marco a una nueva licitación conforme a lo previsto en las letras a) a d) del apartado 4 del artículo 198, la consulta por escrito a los empresarios capaces de realizar la prestación, así como la recepción y examen de las proposiciones serán responsabilidad del organismo interesado en la adjudicación del contrato, que elevará la correspondiente propuesta a la Dirección General del Patrimonio del Estado.

Si la adopción de tipo se hubiese efectuado mediante la articulación de un sistema dinámico de contratación, en la adjudicación de los contratos que, por razón de su cuantía, no estén sujetos a un procedimiento armonizado, no regirá lo dispuesto en el artículo 201.2 y en el artículo 202.2 sobre la imposibilidad de convocar nuevas licitaciones mientras esté pendiente la evaluación de las ofertas presentadas.

4. La conclusión por la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social y demás Entidades públicas estatales de acuerdos marco que tengan por objeto bienes, servicios u obras no declarados de contratación centralizada requerirá el informe favorable de la Dirección General del Patrimonio del Estado, que deberá obtenerse antes de iniciar el procedimiento dirigido a su adjudicación, cuando esos bienes, servicios u obras se contraten de forma general y con características esencialmente homogéneas en el referido ámbito. Igualmente, será necesario el previo informe favorable de la Dirección General del Patrimonio del Estado para la celebración de acuerdos marco que afecten a más de un Departamento ministerial, Organismo autónomo o entidad de las mencionadas en este apartado.

Artículo 207. *Adquisición centralizada de equipos y sistemas para el tratamiento de la información.*

1. La competencia para adquirir equipos y sistemas para el tratamiento de la información y sus elementos complementarios o auxiliares en el ámbito definido en el apartado 1 del artículo anterior que no hayan sido declarados de adquisición centralizada conforme a lo señalado en el mismo corresponderá, en todo caso, al Director General del

cve: BOE-A-2011-17887

Patrimonio del Estado, oídos los Departamentos ministeriales u organismos interesados en la compra en cuanto sus necesidades.

2. El Ministro de Economía y Hacienda podrá atribuir la competencia para adquirir los bienes a que se refiere este artículo a otros órganos de la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social y Entidades públicas estatales, cuando circunstancias especiales o el volumen de adquisiciones que realicen así lo aconsejen.

## LIBRO IV

## Efectos, cumplimiento y extinción de los contratos administrativos

## TÍTULO I

## Normas Generales

### CAPÍTULO I

### Efectos de los contratos

Artículo 208. *Régimen jurídico.*

Los efectos de los contratos administrativos se regirán por las normas a que hace referencia el artículo 19.2 y por los pliegos de cláusulas administrativas y de prescripciones técnicas, generales y particulares.

Artículo 209. *Vinculación al contenido contractual.*

Los contratos deberán cumplirse a tenor de sus cláusulas, sin perjuicio de las prerrogativas establecidas por la legislación en favor de las Administraciones Públicas.

### CAPÍTULO II

### Prerrogativas de la Administración Pública en los contratos administrativos

Artículo 210. *Enumeración.*

Dentro de los límites y con sujeción a los requisitos y efectos señalados en la presente Ley, el órgano de contratación ostenta la prerrogativa de interpretar los contratos administrativos, resolver las dudas que ofrezca su cumplimiento, modificarlos por razones de interés público, acordar su resolución y determinar los efectos de ésta.

Artículo 211. *Procedimiento de ejercicio.*

1. En los procedimientos que se instruyan para la adopción de acuerdos relativos a la interpretación, modificación y resolución del contrato deberá darse audiencia al contratista.

2. En la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social y demás Entidades públicas estatales, los acuerdos a que se refiere el apartado anterior deberán ser adoptados previo informe del Servicio Jurídico correspondiente, salvo en los casos previstos en los artículos 99 y 213.

3. No obstante lo anterior, será preceptivo el informe del Consejo de Estado u órgano consultivo equivalente de la Comunidad Autónoma respectiva en los casos de:

a) Interpretación, nulidad y resolución, cuando se formule oposición por parte del contratista.

cve: BOE-A-2011-17887

b) Modificaciones del contrato, cuando su cuantía, aislada o conjuntamente, sea superior a un 10 por ciento del precio primitivo del contrato, cuando éste sea igual o superior a 6.000.000 de euros.

4. Los acuerdos que adopte el órgano de contratación pondrán fin a la vía administrativa y serán inmediatamente ejecutivos

CAPÍTULO III

**Ejecución de los contratos**

Artículo 212. *Ejecución defectuosa y demora.*

1. Los pliegos o el documento contractual podrán prever penalidades para el caso de cumplimiento defectuoso de la prestación objeto del mismo o para el supuesto de incumplimiento de los compromisos o de las condiciones especiales de ejecución del contrato que se hubiesen establecido conforme a los artículos 64.2 y 118.1. Estas penalidades deberán ser proporcionales a la gravedad del incumplimiento y su cuantía no podrá ser superior al 10 por 100 del presupuesto del contrato.

2. El contratista está obligado a cumplir el contrato dentro del plazo total fijado para la realización del mismo, así como de los plazos parciales señalados para su ejecución sucesiva.

3. La constitución en mora del contratista no precisará intimación previa por parte de la Administración.

4. Cuando el contratista, por causas imputables al mismo, hubiere incurrido en demora respecto al cumplimiento del plazo total, la Administración podrá optar indistintamente por la resolución del contrato o por la imposición de las penalidades diarias en la proporción de 0,20 euros por cada 1.000 euros del precio del contrato.

El órgano de contratación podrá acordar la inclusión en el pliego de cláusulas administrativas particulares de unas penalidades distintas a las enumeradas en el párrafo anterior cuando, atendiendo a las especiales características del contrato, se considere necesario para su correcta ejecución y así se justifique en el expediente.

5. Cada vez que las penalidades por demora alcancen un múltiplo del 5 por 100 del precio del contrato, el órgano de contratación estará facultado para proceder a la resolución del mismo o acordar la continuidad de su ejecución con imposición de nuevas penalidades.

6. La Administración tendrá la misma facultad a que se refiere el apartado anterior respecto al incumplimiento por parte del contratista de los plazos parciales, cuando se hubiese previsto en el pliego de cláusulas administrativas particulares o cuando la demora en el cumplimiento de aquéllos haga presumir razonablemente la imposibilidad de cumplir el plazo total.

7. Cuando el contratista, por causas imputables al mismo, hubiere incumplido la ejecución parcial de las prestaciones definidas en el contrato, la Administración podrá optar, indistintamente, por su resolución o por la imposición de las penalidades que, para tales supuestos, se determinen en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

8. Las penalidades se impondrán por acuerdo del órgano de contratación, adoptado a propuesta del responsable del contrato si se hubiese designado, que será inmediatamente ejecutivo, y se harán efectivas mediante deducción de las cantidades que, en concepto de pago total o parcial, deban abonarse al contratista o sobre la garantía que, en su caso, se hubiese constituido, cuando no puedan deducirse de las mencionadas certificaciones.

Artículo 213. *Resolución por demora y prórroga de los contratos.*

1. En el supuesto a que se refiere el artículo anterior, si la Administración optase por la resolución ésta deberá acordarse por el órgano de contratación o por aquel que tenga atribuida esta competencia en las Comunidades Autónomas, sin otro trámite preceptivo

cve: BOE-A-2011-17887

que la audiencia del contratista y, cuando se formule oposición por parte de éste, el dictamen del Consejo de Estado u órgano consultivo equivalente de la Comunidad Autónoma respectiva.

2. Si el retraso fuese producido por motivos no imputables al contratista y éste ofreciera cumplir sus compromisos dándole prórroga del tiempo que se le había señalado, se concederá por la Administración un plazo que será, por lo menos, igual al tiempo perdido, a no ser que el contratista pidiese otro menor.

Artículo 214. *Indemnización de daños y perjuicios.*

1. Será obligación del contratista indemnizar todos los daños y perjuicios que se causen a terceros como consecuencia de las operaciones que requiera la ejecución del contrato.

2. Cuando tales daños y perjuicios hayan sido ocasionados como consecuencia inmediata y directa de una orden de la Administración, será ésta responsable dentro de los límites señalados en las Leyes. También será la Administración responsable de los daños que se causen a terceros como consecuencia de los vicios del proyecto elaborado por ella misma en el contrato de obras o en el de suministro de fabricación.

3. Los terceros podrán requerir previamente, dentro del año siguiente a la producción del hecho, al órgano de contratación para que éste, oído el contratista, se pronuncie sobre a cuál de las partes contratantes corresponde la responsabilidad de los daños. El ejercicio de esta facultad interrumpe el plazo de prescripción de la acción.

4. La reclamación de aquéllos se formulará, en todo caso, conforme al procedimiento establecido en la legislación aplicable a cada supuesto.

Artículo 215. *Principio de riesgo y ventura.*

La ejecución del contrato se realizará a riesgo y ventura del contratista, sin perjuicio de lo establecido para el de obras en el artículo 231, y de lo pactado en las cláusulas de reparto de riesgo que se incluyan en los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado.

Artículo 216. *Pago del precio.*

1. El contratista tendrá derecho al abono de la prestación realizada en los términos establecidos en esta Ley y en el contrato, con arreglo al precio convenido.

2. El pago del precio podrá hacerse de manera total o parcial, mediante abonos a cuenta o, en el caso de contratos de tracto sucesivo, mediante pago en cada uno de los vencimientos que se hubiesen estipulado.

3. El contratista tendrá también derecho a percibir abonos a cuenta por el importe de las operaciones preparatorias de la ejecución del contrato y que estén comprendidas en el objeto del mismo, en las condiciones señaladas en los respectivos pliegos, debiéndose asegurar los referidos pagos mediante la prestación de garantía.

4. La Administración tendrá la obligación de abonar el precio dentro de los treinta días siguientes a la fecha de la expedición de las certificaciones de obras o de los correspondientes documentos que acrediten la realización total o parcial del contrato, sin perjuicio del plazo especial establecido en el artículo 222.4, y, si se demorase, deberá abonar al contratista, a partir del cumplimiento de dicho plazo de treinta días, los intereses de demora y la indemnización por los costes de cobro en los términos previstos en la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales. Cuando no proceda la expedición de certificación de obra y la fecha de recibo de la factura o solicitud de pago equivalente se preste a duda o sea anterior a la recepción de las mercancías o a la prestación de los servicios, el plazo de treinta días se contará desde dicha fecha de recepción o prestación.

5. Si la demora en el pago fuese superior a cuatro meses, el contratista podrá proceder, en su caso, a la suspensión del cumplimiento del contrato, debiendo comunicar

cve: BOE-A-2011-17887

a la Administración, con un mes de antelación, tal circunstancia, a efectos del reconocimiento de los derechos que puedan derivarse de dicha suspensión, en los términos establecidos en esta Ley.

6. Si la demora de la Administración fuese superior a ocho meses, el contratista tendrá derecho, asimismo, a resolver el contrato y al resarcimiento de los perjuicios que como consecuencia de ello se le originen.

7. Sin perjuicio de lo establecido en las normas tributarias y de la Seguridad Social, los abonos a cuenta que procedan por la ejecución del contrato, sólo podrán ser embargados en los siguientes supuestos:

a) Para el pago de los salarios devengados por el personal del contratista en la ejecución del contrato y de las cuotas sociales derivadas de los mismos.

b) Para el pago de las obligaciones contraídas por el contratista con los subcontratistas y suministradores referidas a la ejecución del contrato.

8. Las Comunidades Autónomas podrán reducir los plazos de treinta días, cuatro meses y ocho meses establecidos en los apartados 4, 5 y 6 de este artículo.

Artículo 217. *Procedimiento para hacer efectivas las deudas de las Administraciones Públicas.*

Transcurrido el plazo a que se refiere el artículo 216.4 de esta Ley, los contratistas podrán reclamar por escrito a la Administración contratante el cumplimiento de la obligación de pago y, en su caso, de los intereses de demora. Si, transcurrido el plazo de un mes, la Administración no hubiera contestado, se entenderá reconocido el vencimiento del plazo de pago y los interesados podrán formular recurso contencioso-administrativo contra la inactividad de la Administración, pudiendo solicitar como medida cautelar el pago inmediato de la deuda. El órgano judicial adoptará la medida cautelar, salvo que la Administración acredite que no concurren las circunstancias que justifican el pago o que la cuantía reclamada no corresponde a la que es exigible, en cuyo caso la medida cautelar se limitará a esta última. La sentencia condenará en costas a la Administración demandada en el caso de estimación total de la pretensión de cobro.

Artículo 218. *Transmisión de los derechos de cobro.*

1. Los contratistas que, conforme al artículo anterior, tengan derecho de cobro frente a la Administración, podrán ceder el mismo conforme a Derecho.

2. Para que la cesión del derecho de cobro sea efectiva frente a la Administración, será requisito imprescindible la notificación fehaciente a la misma del acuerdo de cesión.

3. La eficacia de las segundas y sucesivas cesiones de los derechos de cobro cedidos por el contratista quedará condicionada al cumplimiento de lo dispuesto en el número anterior.

4. Una vez que la Administración tenga conocimiento del acuerdo de cesión, el mandamiento de pago habrá de ser expedido a favor del cesionario. Antes de que la cesión se ponga en conocimiento de la Administración, los mandamientos de pago a nombre del contratista o del cedente surtirán efectos liberatorios.

## CAPÍTULO IV

## Modificación de los contratos

Artículo 219. *Potestad de modificación del contrato.*

1. Los contratos administrativos solo podrán ser modificados por razones de interés público en los casos y en la forma previstos en el título V del libro I, y de acuerdo con el procedimiento regulado en el artículo 211.

cve: BOE-A-2011-17887

En estos casos, las modificaciones acordadas por el órgano de contratación serán obligatorias para los contratistas.

2. Las modificaciones del contrato deberán formalizarse conforme a lo dispuesto en el artículo 156.

Artículo 220. *Suspensión de los contratos.*

1. Si la Administración acordase la suspensión del contrato o aquélla tuviere lugar por la aplicación de lo dispuesto en el artículo 216, se levantará un acta en la que se consignarán las circunstancias que la han motivado y la situación de hecho en la ejecución de aquél.

2. Acordada la suspensión, la Administración abonará al contratista los daños y perjuicios efectivamente sufridos por éste.

## CAPÍTULO V

## Extinción de los contratos

### *Sección 1.ª Disposición general*

Artículo 221. *Extinción de los contratos.*

Los contratos se extinguirán por cumplimiento o por resolución.

### *Sección 2.ª Cumplimiento de los contratos*

Artículo 222. *Cumplimiento de los contratos y recepción de la prestación.*

1. El contrato se entenderá cumplido por el contratista cuando éste haya realizado, de acuerdo con los términos del mismo y a satisfacción de la Administración, la totalidad de la prestación.

2. En todo caso, su constatación exigirá por parte de la Administración un acto formal y positivo de recepción o conformidad dentro del mes siguiente a la entrega o realización del objeto del contrato, o en el plazo que se determine en el pliego de cláusulas administrativas particulares por razón de sus características. A la Intervención de la Administración correspondiente le será comunicado, cuando ello sea preceptivo, la fecha y lugar del acto, para su eventual asistencia en ejercicio de sus funciones de comprobación de la inversión.

3. En los contratos se fijará un plazo de garantía a contar de la fecha de recepción o conformidad, transcurrido el cual sin objeciones por parte de la Administración, salvo los supuestos en que se establezca otro plazo en esta Ley o en otras normas, quedará extinguida la responsabilidad del contratista. Se exceptúan del plazo de garantía aquellos contratos en que por su naturaleza o características no resulte necesario, lo que deberá justificarse debidamente en el expediente de contratación, consignándolo expresamente en el pliego.

4. Excepto en los contratos de obras, que se regirán por lo dispuesto en el artículo 235, dentro del plazo de un mes, a contar desde la fecha del acta de recepción o conformidad, deberá acordarse y ser notificada al contratista la liquidación correspondiente del contrato y abonársele, en su caso, el saldo resultante. Si se produjera demora en el pago del saldo de liquidación, el contratista tendrá derecho a percibir los intereses de demora y la indemnización por los costes de cobro en los términos previstos en la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales.

cve: BOE-A-2011-17887

*Sección 3.ª Resolución de los contratos*

Artículo 223. *Causas de resolución.*

Son causas de resolución del contrato:

a) La muerte o incapacidad sobrevenida del contratista individual o la extinción de la personalidad jurídica de la sociedad contratista, sin perjuicio de lo previsto en el artículo 85.
b) La declaración de concurso o la declaración de insolvencia en cualquier otro procedimiento.
c) El mutuo acuerdo entre la Administración y el contratista.
d) La demora en el cumplimiento de los plazos por parte del contratista y el incumplimiento del plazo señalado en la letra c) del apartado 2 del artículo 112.
e) La demora en el pago por parte de la Administración por plazo superior al establecido en el apartado 6 del artículo 216 o el inferior que se hubiese fijado al amparo de su apartado 8.
f) El incumplimiento de las restantes obligaciones contractuales esenciales, calificadas como tales en los pliegos o en el contrato.
g) La imposibilidad de ejecutar la prestación en los términos inicialmente pactados o la posibilidad cierta de producción de una lesión grave al interés público de continuarse ejecutando la prestación en esos términos, cuando no sea posible modificar el contrato conforme a lo dispuesto en el título V del libro I.
h) Las establecidas expresamente en el contrato.
i) Las que se señalen específicamente para cada categoría de contrato en esta Ley.

Artículo 224. *Aplicación de las causas de resolución.*

1. La resolución del contrato se acordará por el órgano de contratación, de oficio o a instancia del contratista, en su caso, siguiendo el procedimiento que en las normas de desarrollo de esta Ley se establezca.
2. La declaración de insolvencia en cualquier procedimiento y, en caso de concurso, la apertura de la fase de liquidación, darán siempre lugar a la resolución del contrato.
En los restantes casos, la resolución podrá instarse por aquella parte a la que no le sea imputable la circunstancia que diere lugar a la misma, sin perjuicio de lo establecido en el apartado 7.
3. Cuando la causa de resolución sea la muerte o incapacidad sobrevenida del contratista individual la Administración podrá acordar la continuación del contrato con sus herederos o sucesores.
4. La resolución por mutuo acuerdo sólo podrá tener lugar cuando no concurra otra causa de resolución que sea imputable al contratista, y siempre que razones de interés público hagan innecesaria o inconveniente la permanencia del contrato.
5. En caso de declaración de concurso y mientras no se haya producido la apertura de la fase de liquidación, la Administración potestativamente continuará el contrato si el contratista prestare las garantías suficientes a juicio de aquélla para su ejecución.
6. En el supuesto de demora a que se refiere la letra e) del artículo anterior, si las penalidades a que diere lugar la demora en el cumplimiento del plazo alcanzasen un múltiplo del 5 por ciento del importe del contrato, se estará a lo dispuesto en el artículo 212.5.
7. El incumplimiento de las obligaciones derivadas del contrato por parte de la Administración originará la resolución de aquél sólo en los casos previstos en esta Ley.

Artículo 225. *Efectos de la resolución.*

1. Cuando la resolución se produzca por mutuo acuerdo, los derechos de las partes se acomodarán a lo válidamente estipulado por ellas.

cve: BOE-A-2011-17887

2. El incumplimiento por parte de la Administración de las obligaciones del contrato determinará para aquélla, con carácter general, el pago de los daños y perjuicios que por tal causa se irroguen al contratista.

3. Cuando el contrato se resuelva por incumplimiento culpable del contratista, éste deberá indemnizar a la Administración los daños y perjuicios ocasionados. La indemnización se hará efectiva, en primer término, sobre la garantía que, en su caso, se hubiese constituido, sin perjuicio de la subsistencia de la responsabilidad del contratista en lo que se refiere al importe que exceda del de la garantía incautada.

4. En todo caso el acuerdo de resolución contendrá pronunciamiento expreso acerca de la procedencia o no de la pérdida, devolución o cancelación de la garantía que, en su caso, hubiese sido constituida. Sólo se acordará la pérdida de la garantía en caso de resolución del contrato por concurso del contratista cuando el concurso hubiera sido calificado como culpable.

5. Cuando la resolución se acuerde por las causas recogidas en la letra g) del artículo 223, el contratista tendrá derecho a una indemnización del 3 por ciento del importe de la prestación dejada de realizar, salvo que la causa sea imputable al contratista.

6. Al tiempo de incoarse el expediente administrativo de resolución del contrato por la causa establecida en la letra g) del artículo 223, podrá iniciarse el procedimiento para la adjudicación del nuevo contrato, si bien la adjudicación de éste quedará condicionada a la terminación del expediente de resolución. Se aplicará la tramitación de urgencia a ambos procedimientos.

Hasta que se formalice el nuevo contrato, el contratista quedará obligado, en la forma y con el alcance que determine el órgano de contratación, a adoptar las medidas necesarias por razones de seguridad, o indispensables para evitar un grave trastorno al servicio público o la ruina de lo construido o fabricado. A falta de acuerdo, la retribución del contratista se fijará a instancia de éste por el órgano de contratación, una vez concluidos los trabajos y tomando como referencia los precios que sirvieron de base para la celebración del contrato. El contratista podrá impugnar esta decisión ante el órgano de contratación que deberá resolver lo que proceda en el plazo de quince días hábiles.

## CAPÍTULO VI

## Cesión de los contratos y subcontratación

### *Sección 1.ª Cesión de los contratos*

Artículo 226. *Cesión de los contratos.*

1. Los derechos y obligaciones dimanantes del contrato podrán ser cedidos por el adjudicatario a un tercero siempre que las cualidades técnicas o personales del cedente no hayan sido razón determinante de la adjudicación del contrato, y de la cesión no resulte una restricción efectiva de la competencia en el mercado. No podrá autorizarse la cesión a un tercero cuando esta suponga una alteración sustancial de las características del contratista si éstas constituyen un elemento esencial del contrato.

2. Para que los adjudicatarios puedan ceder sus derechos y obligaciones a terceros deberán cumplirse los siguientes requisitos:

a) Que el órgano de contratación autorice, de forma previa y expresa, la cesión.

b) Que el cedente tenga ejecutado al menos un 20 por 100 del importe del contrato o, cuando se trate de la gestión de servicio público, que haya efectuado su explotación durante al menos una quinta parte del plazo de duración del contrato. No será de aplicación este requisito si la cesión se produce encontrándose el adjudicatario en concurso aunque se haya abierto la fase de liquidación.

c) Que el cesionario tenga capacidad para contratar con la Administración y la solvencia que resulte exigible, debiendo estar debidamente clasificado si tal requisito ha sido exigido al cedente, y no estar incurso en una causa de prohibición de contratar.

cve: BOE-A-2011-17887

d) Que la cesión se formalice, entre el adjudicatario y el cesionario, en escritura pública.

3. El cesionario quedará subrogado en todos los derechos y obligaciones que corresponderían al cedente.

*Sección 2.ª Subcontratación*

Artículo 227. *Subcontratación.*

1. El contratista podrá concertar con terceros la realización parcial de la prestación, salvo que el contrato o los pliegos dispongan lo contrario o que por su naturaleza y condiciones se deduzca que aquél ha de ser ejecutado directamente por el adjudicatario.

2. La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Si así se prevé en los pliegos o en el anuncio de licitación, los licitadores deberán indicar en la oferta la parte del contrato que tengan previsto subcontratar, señalando su importe, y el nombre o el perfil empresarial, definido por referencia a las condiciones de solvencia profesional o técnica, de los subcontratistas a los que se vaya a encomendar su realización.

b) En todo caso, el adjudicatario deberá comunicar anticipadamente y por escrito a la Administración la intención de celebrar los subcontratos, señalando la parte de la prestación que se pretende subcontratar y la identidad del subcontratista, y justificando suficientemente la aptitud de éste para ejecutarla por referencia a los elementos técnicos y humanos de que dispone y a su experiencia. En el caso que el subcontratista tuviera la clasificación adecuada para realizar la parte del contrato objeto de la subcontratación, la comunicación de esta circunstancia eximirá al contratista de la necesidad de justificar la aptitud de aquél. La acreditación de la aptitud del subcontratista podrá realizarse inmediatamente después de la celebración del subcontrato si ésta es necesaria para atender a una situación de emergencia o que exija la adopción de medidas urgentes y así se justifica suficientemente.

c) Si los pliegos o el anuncio de licitación hubiesen impuesto a los licitadores la obligación de comunicar las circunstancias señaladas en la letra a), los subcontratos que no se ajusten a lo indicado en la oferta, por celebrarse con empresarios distintos de los indicados nominativamente en la misma o por referirse a partes de la prestación diferentes a las señaladas en ella, no podrán celebrarse hasta que transcurran veinte días desde que se hubiese cursado la notificación y aportado las justificaciones a que se refiere la letra b), salvo que con anterioridad hubiesen sido autorizados expresamente, siempre que la Administración no hubiese notificado dentro de este plazo su oposición a los mismos. Este régimen será igualmente aplicable si los subcontratistas hubiesen sido identificados en la oferta mediante la descripción de su perfil profesional.

Bajo la responsabilidad del contratista, los subcontratos podrán concluirse sin necesidad de dejar transcurrir el plazo de veinte días si su celebración es necesaria para atender a una situación de emergencia o que exija la adopción de medidas urgentes y así se justifica suficientemente.

d) En los contratos de carácter secreto o reservado, o en aquellos cuya ejecución deba ir acompañada de medidas de seguridad especiales de acuerdo con disposiciones legales o reglamentarias o cuando lo exija la protección de los intereses esenciales de la seguridad del Estado, la subcontratación requerirá siempre autorización expresa del órgano de contratación.

e) Las prestaciones parciales que el adjudicatario subcontrate con terceros no podrán exceder del porcentaje que se fije en el pliego de cláusulas administrativas particulares. En el supuesto de que no figure en el pliego un límite especial, el contratista podrá subcontratar hasta un porcentaje que no exceda del 60 por 100 del importe de adjudicación.

cve: BOE-A-2011-17887

Para el cómputo de este porcentaje máximo, no se tendrán en cuenta los subcontratos concluidos con empresas vinculadas al contratista principal, entendiéndose por tales las que se encuentren en algunos de los supuestos previstos en el artículo 42 del Código de Comercio.

3. La infracción de las condiciones establecidas en el apartado anterior para proceder a la subcontratación, así como la falta de acreditación de la aptitud del subcontratista o de las circunstancias determinantes de la situación de emergencia o de las que hacen urgente la subcontratación, podrá dar lugar, en todo caso, a la imposición al contratista de una penalidad de hasta un 50 por 100 del importe del subcontrato.

4. Los subcontratistas quedarán obligados sólo ante el contratista principal que asumirá, por tanto, la total responsabilidad de la ejecución del contrato frente a la Administración, con arreglo estricto a los pliegos de cláusulas administrativas particulares y a los términos del contrato.

El conocimiento que tenga la Administración de los subcontratos celebrados en virtud de las comunicaciones a que se refieren las letras b) y c) del apartado 1 de este artículo, o la autorización que otorgue en el supuesto previsto en la letra d) de dicho apartado, no alterarán la responsabilidad exclusiva del contratista principal.

5. En ningún caso podrá concertarse por el contratista la ejecución parcial del contrato con personas inhabilitadas para contratar de acuerdo con el ordenamiento jurídico o comprendidas en alguno de los supuestos del artículo 60.

6. El contratista deberá informar a los representantes de los trabajadores de la subcontratación, de acuerdo con la legislación laboral.

7. Los órganos de contratación podrán imponer al contratista, advirtiéndolo en el anuncio o en los pliegos, la subcontratación con terceros no vinculados al mismo, de determinadas partes de la prestación que no excedan en su conjunto del 50 por ciento del importe del presupuesto del contrato, cuando gocen de una sustantividad propia dentro del conjunto que las haga susceptibles de ejecución separada, por tener que ser realizadas por empresas que cuenten con una determinada habilitación profesional o poder atribuirse su realización a empresas con una clasificación adecuada para realizarla.

Las obligaciones impuestas conforme a lo previsto en el párrafo anterior se considerarán condiciones especiales de ejecución del contrato a los efectos previstos en los artículos 212.1 y 223.f)

8. Los subcontratistas no tendrán en ningún caso acción directa frente a la Administración contratante por las obligaciones contraídas con ellos por el contratista como consecuencia de la ejecución del contrato principal y de los subcontratos.

9. Lo dispuesto en este artículo será de aplicación a las Entidades públicas empresariales *y* a los organismos asimilados dependientes de las restante Administraciones Públicas, si bien la referencia a las prohibiciones de contratar que se efectúa en el apartado 5 de este artículo debe entenderse limitada a las que se enumeran en el artículo 60.1.

Artículo 228. *Pagos a subcontratistas y suministradores.*

1. El contratista debe obligarse a abonar a los subcontratistas o suministradores el precio pactado en los plazos y condiciones que se indican a continuación.

2. Los plazos fijados no podrán ser más desfavorables que los previstos en el artículo 216.4 para las relaciones entre la Administración y el contratista, y se computarán desde la fecha de aprobación por el contratista principal de la factura emitida por el subcontratista o el suministrador, con indicación de su fecha y del período a que corresponda.

3. La aprobación o conformidad deberá otorgarse en un plazo máximo de treinta días desde la presentación de la factura. Dentro del mismo plazo deberán formularse, en su caso, los motivos de disconformidad a la misma.

4. El contratista deberá abonar las facturas en el plazo fijado de conformidad con lo previsto en el apartado 2. En caso de demora en el pago, el subcontratista o el

cve: BOE-A-2011-17887

suministrador tendrá derecho al cobro de los intereses de demora y la indemnización por los costes de cobro en los términos previstos en la Ley 3/2004, de 29 de diciembre.

5. El contratista podrá pactar con los suministradores y subcontratistas plazos de pago superiores a los establecidos en el presente artículo siempre que dicho pacto no constituya una cláusula abusiva de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 9 de la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, y que el pago se instrumente mediante un documento negociable que lleve aparejada la acción cambiaria, cuyos gastos de descuento o negociación corran en su integridad de cuenta del contratista. Adicionalmente, el suministrador o subcontratista podrá exigir que el pago se garantice mediante aval.

## TÍTULO II

## Normas especiales para contratos de obras, concesión de obra pública, gestión de servicios públicos, suministros, servicios y de colaboración entre el sector público y el sector privado

### CAPÍTULO I

### Contrato de obras

#### *Sección 1.ª Ejecución del contrato de obras*

Artículo 229. *Comprobación del replanteo.*

La ejecución del contrato de obras comenzará con el acta de comprobación del replanteo. A tales efectos, dentro del plazo que se consigne en el contrato que no podrá ser superior a un mes desde la fecha de su formalización salvo casos excepcionales justificados, el servicio de la Administración encargada de las obras procederá, en presencia del contratista, a efectuar la comprobación del replanteo hecho previamente a la licitación, extendiéndose acta del resultado que será firmada por ambas partes interesadas, remitiéndose un ejemplar de la misma al órgano que celebró el contrato.

Artículo 230. *Ejecución de las obras y responsabilidad del contratista.*

1. Las obras se ejecutarán con estricta sujeción a las estipulaciones contenidas en el pliego de cláusulas administrativas particulares y al proyecto que sirve de base al contrato y conforme a las instrucciones que en interpretación técnica de éste dieren al contratista el Director facultativo de las obras, y en su caso, el responsable del contrato, en los ámbitos de su respectiva competencia.

2. Cuando las instrucciones fueren de carácter verbal, deberán ser ratificadas por escrito en el más breve plazo posible, para que sean vinculantes para las partes.

3. Durante el desarrollo de las obras y hasta que se cumpla el plazo de garantía el contratista es responsable de los defectos que en la construcción puedan advertirse.

Artículo 231. *Fuerza mayor.*

1. En casos de fuerza mayor y siempre que no exista actuación imprudente por parte del contratista, éste tendrá derecho a una indemnización por los daños y perjuicios que se le hubieren producido.

2. Tendrán la consideración de casos de fuerza mayor los siguientes:

a) Los incendios causados por la electricidad atmosférica.

b) Los fenómenos naturales de efectos catastróficos, como maremotos, terremotos, erupciones volcánicas, movimientos del terreno, temporales marítimos, inundaciones u otros semejantes.

c) Los destrozos ocasionados violentamente en tiempo de guerra, robos tumultuosos o alteraciones graves del orden público.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 232. *Certificaciones y abonos a cuenta.*

1. A los efectos del pago, la Administración expedirá mensualmente, en los primeros diez días siguientes al mes al que correspondan, certificaciones que comprendan la obra ejecutada durante dicho período de tiempo, salvo prevención en contrario en el pliego de cláusulas administrativas particulares, cuyos abonos tienen el concepto de pagos a cuenta sujetos a las rectificaciones y variaciones que se produzcan en la medición final y sin suponer en forma alguna, aprobación y recepción de las obras que comprenden.

2. El contratista tendrá también derecho a percibir abonos a cuenta sobre su importe por las operaciones preparatorias realizadas como instalaciones y acopio de materiales o equipos de maquinaria pesada adscritos a la obra, en las condiciones que se señalen en los respectivos pliegos de cláusulas administrativas particulares y conforme al régimen y los límites que con carácter general se determinen reglamentariamente, debiendo asegurar los referidos pagos mediante la prestación de garantía.

Artículo 233. *Obras a tanto alzado y obras con precio cerrado.*

1. Cuando la naturaleza de la obra lo permita, se podrá establecer el sistema de retribución a tanto alzado, sin existencia de precios unitarios, de acuerdo con lo establecido en los apartados siguientes cuando el criterio de retribución se configure como de precio cerrado o en las circunstancias y condiciones que se determinen en las normas de desarrollo de esta Ley para el resto de los casos.

2. El sistema de retribución a tanto alzado podrá, en su caso, configurarse como de precio cerrado, con el efecto de que el precio ofertado por el adjudicatario se mantendrá invariable no siendo abonables las modificaciones del contrato que sean necesarias para corregir errores u omisiones padecidos en la redacción del proyecto conforme a lo establecido en las letras a) y b) del apartado 1 del artículo 107.

3. La contratación de obras a tanto alzado con precio cerrado requerirá que se cumplan las siguientes condiciones:

a) Que así se prevea en el pliego de cláusulas administrativas particulares del contrato, pudiendo éste establecer que algunas unidades o partes de la obra se excluyan de este sistema y se abonen por precios unitarios.

b) Las unidades de obra cuyo precio se vaya a abonar con arreglo a este sistema deberán estar previamente definidas en el proyecto y haberse replanteado antes de la licitación. El órgano de contratación deberá garantizar a los interesados el acceso al terreno donde se ubicarán las obras, a fin de que puedan realizar sobre el mismo las comprobaciones que consideren oportunas con suficiente antelación a la fecha límite de presentación de ofertas.

c) Que el precio correspondiente a los elementos del contrato o unidades de obra contratados por el sistema de tanto alzado con precio cerrado sea abonado mensualmente, en la misma proporción que la obra ejecutada en el mes a que corresponda guarde con el total de la unidad o elemento de obra de que se trate.

d) Cuando, de conformidad con lo establecido en el apartado 2 del artículo 147, se autorice a los licitadores la presentación de variantes o mejoras sobre determinados elementos o unidades de obra que de acuerdo con el pliego de cláusulas administrativas particulares del contrato deban ser ofertadas por el precio cerrado, las citadas variantes deberán ser ofertadas bajo dicha modalidad.

En este caso, los licitadores vendrán obligados a presentar un proyecto básico cuyo contenido se determinará en el pliego de cláusulas administrativas particulares del contrato.

El adjudicatario del contrato en el plazo que determine dicho pliego deberá aportar el proyecto de construcción de las variantes o mejoras ofertadas, para su preceptiva supervisión y aprobación. En ningún caso el precio o el plazo de la adjudicación sufrirá variación como consecuencia de la aprobación de este proyecto.

cve: BOE-A-2011-17887

*Sección 2.ª Modificación del contrato de obras*

Artículo 234. *Modificación del contrato de obras.*

1. Serán obligatorias para el contratista las modificaciones del contrato de obras que se acuerden de conformidad con lo establecido en el artículo 219 y en el título V del libro I.

En caso de que la modificación suponga supresión o reducción de unidades de obra, el contratista no tendrá derecho a reclamar indemnización alguna.

2. Cuando las modificaciones supongan la introducción de unidades de obra no previstas en el proyecto o cuyas características difieran de las fijadas en éste, los precios aplicables a las mismas serán fijados por la Administración, previa audiencia del contratista por plazo mínimo de tres días hábiles. Si éste no aceptase los precios fijados, el órgano de contratación podrá contratarlas con otro empresario en los mismos precios que hubiese fijado o ejecutarlas directamente.

3. Cuando el Director facultativo de la obra considere necesaria una modificación del proyecto, recabará del órgano de contratación autorización para iniciar el correspondiente expediente, que se sustanciará con carácter de urgencia con las siguientes actuaciones:

a) Redacción de la modificación del proyecto y aprobación técnica de la misma.
b) Audiencia del contratista y del redactor del proyecto, por plazo mínimo de tres días.
c) Aprobación del expediente por el órgano de contratación, así como de los gastos complementarios precisos.

No obstante, podrán introducirse variaciones sin necesidad de previa aprobación cuando éstas consistan en la alteración en el número de unidades realmente ejecutadas sobre las previstas en las mediciones del proyecto, siempre que no representen un incremento del gasto superior al 10 por ciento del precio primitivo del contrato.

4. Cuando la tramitación de un modificado exija la suspensión temporal parcial o total de la ejecución de las obras y ello ocasione graves perjuicios para el interés público, el Ministro, si se trata de la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social y demás Entidades públicas estatales, podrá acordar que continúen provisionalmente las mismas tal y como esté previsto en la propuesta técnica que elabore la dirección facultativa, siempre que el importe máximo previsto no supere el 10 por ciento del precio primitivo del contrato y exista crédito adecuado y suficiente para su financiación.

El expediente de modificado a tramitar al efecto exigirá exclusivamente la incorporación de las siguientes actuaciones:

a) Propuesta técnica motivada efectuada por el director facultativo de la obra, donde figure el importe aproximado de la modificación así como la descripción básica de las obras a realizar.
b) Audiencia del contratista.
c) Conformidad del órgano de contratación.
d) Certificado de existencia de crédito.

En el plazo de seis meses deberá estar aprobado técnicamente el proyecto, y en el de ocho meses el expediente del modificado.

Dentro del citado plazo de ocho meses se ejecutarán preferentemente, de las unidades de obra previstas, aquellas partes que no hayan de quedar posterior y definitivamente ocultas. La autorización del Ministro para iniciar provisionalmente las obras implicará en el ámbito de la Administración General del Estado, sus Organismos autónomos y Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social la aprobación del gasto, sin perjuicio de los ajustes que deban efectuarse en el momento de la aprobación del expediente del gasto.

cve: BOE-A-2011-17887

*Sección 3.ª Cumplimiento del contrato de obras*

Artículo 235. *Recepción y plazo de garantía.*

1. A la recepción de las obras a su terminación y a los efectos establecidos en el artículo 222.2 concurrirá el responsable del contrato a que se refiere el artículo 52 de esta Ley, si se hubiese nombrado, o un facultativo designado por la Administración representante de ésta, el facultativo encargado de la dirección de las obras y el contratista asistido, si lo estima oportuno, de su facultativo.

Dentro del plazo de tres meses contados a partir de la recepción, el órgano de contratación deberá aprobar la certificación final de las obras ejecutadas, que será abonada al contratista a cuenta de la liquidación del contrato en el plazo previsto en el artículo 216.4 de esta Ley.

2. Si se encuentran las obras en buen estado y con arreglo a las prescripciones previstas, el funcionario técnico designado por la Administración contratante y representante de ésta, las dará por recibidas, levantándose la correspondiente acta y comenzando entonces el plazo de garantía.

Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas se hará constar así en el acta y el Director de las mismas señalará los defectos observados y detallará las instrucciones precisas fijando un plazo para remediar aquéllos. Si transcurrido dicho plazo el contratista no lo hubiere efectuado, podrá concedérsele otro nuevo plazo improrrogable o declarar resuelto el contrato.

3. El plazo de garantía se establecerá en el pliego de cláusulas administrativas particulares atendiendo a la naturaleza y complejidad de la obra y no podrá ser inferior a un año salvo casos especiales.

Dentro del plazo de quince días anteriores al cumplimiento del plazo de garantía, el director facultativo de la obra, de oficio o a instancia del contratista, redactará un informe sobre el estado de las obras. Si éste fuera favorable, el contratista quedará relevado de toda responsabilidad, salvo lo dispuesto en el artículo siguiente, procediéndose a la devolución o cancelación de la garantía, a la liquidación del contrato y, en su caso, al pago de las obligaciones pendientes que deberá efectuarse en el plazo de sesenta días. En el caso de que el informe no fuera favorable y los defectos observados se debiesen a deficiencias en la ejecución de la obra y no al uso de lo construido, durante el plazo de garantía, el director facultativo procederá a dictar las oportunas instrucciones al contratista para la debida reparación de lo construido, concediéndole un plazo para ello durante el cual continuará encargado de la conservación de las obras, sin derecho a percibir cantidad alguna por ampliación del plazo de garantía.

4. No obstante, en aquellas obras cuya perduración no tenga finalidad práctica como las de sondeos y prospecciones que hayan resultado infructuosas o que por su naturaleza exijan trabajos que excedan el concepto de mera conservación como los de dragados no se exigirá plazo de garantía.

5. Podrán ser objeto de recepción parcial aquellas partes de obra susceptibles de ser ejecutadas por fases que puedan ser entregadas al uso público, según lo establecido en el contrato.

6. Siempre que por razones excepcionales de interés público debidamente motivadas en el expediente el órgano de contratación acuerde la ocupación efectiva de las obras o su puesta en servicio para el uso público, aun sin el cumplimiento del acto formal de recepción, desde que concurran dichas circunstancias se producirán los efectos y consecuencias propios del acto de recepción de las obras y en los términos en que reglamentariamente se establezcan.

Artículo 236. *Responsabilidad por vicios ocultos.*

1. Si la obra se arruina con posterioridad a la expiración del plazo de garantía por vicios ocultos de la construcción, debido a incumplimiento del contrato por parte del

cve: BOE-A-2011-17887

contratista, responderá éste de los daños y perjuicios que se manifiesten durante un plazo de quince años a contar desde la recepción.

2. Transcurrido este plazo sin que se haya manifestado ningún daño o perjuicio, quedará totalmente extinguida la responsabilidad del contratista.

*Sección 4.ª Resolución del contrato de obras*

Artículo 237. *Causas de resolución.*

Son causas de resolución del contrato de obras, además de las señaladas en el artículo 223, las siguientes:

a) La demora en la comprobación del replanteo, conforme al artículo 229.

b) La suspensión de la iniciación de las obras por plazo superior a seis meses por parte de la Administración.

c) El desistimiento o la suspensión de las obras por un plazo superior a ocho meses acordada por la Administración.

Artículo 238. *Suspensión de la iniciación de la obra.*

En la suspensión de la iniciación de las obras por parte de la Administración, cuando ésta dejare transcurrir seis meses a contar de la misma sin dictar acuerdo sobre dicha situación y notificarlo al contratista, éste tendrá derecho a la resolución del contrato.

Artículo 239. *Efectos de la resolución.*

1. La resolución del contrato dará lugar a la comprobación, medición y liquidación de las obras realizadas con arreglo al proyecto, fijando los saldos pertinentes a favor o en contra del contratista. Será necesaria la citación de éste, en el domicilio que figure en el expediente de contratación, para su asistencia al acto de comprobación y medición.

2. Si se demorase la comprobación del replanteo, según el artículo 229, dando lugar a la resolución del contrato, el contratista sólo tendrá derecho a una indemnización equivalente al 2 por 100 del precio de la adjudicación.

3. En el supuesto de suspensión de la iniciación de las obras por parte de la Administración por tiempo superior a seis meses el contratista tendrá derecho a percibir por todos los conceptos una indemnización del 3 por 100 del precio de adjudicación.

4. En caso de desistimiento o suspensión de las obras iniciadas por plazo superior a ocho meses, el contratista tendrá derecho al 6 por 100 del precio de las obras dejadas de realizar en concepto de beneficio industrial, entendiéndose por obras dejadas de realizar las que resulten de la diferencia entre las reflejadas en el contrato primitivo y sus modificaciones y las que hasta la fecha de notificación de la suspensión se hubieran ejecutado.

5. Cuando las obras hayan de ser continuadas por otro empresario o por la propia Administración, con carácter de urgencia, por motivos de seguridad o para evitar la ruina de lo construido, el órgano de contratación, una vez que haya notificado al contratista la liquidación de las ejecutadas, podrá acordar su continuación, sin perjuicio de que el contratista pueda impugnar la valoración efectuada ante el propio órgano. El órgano de contratación resolverá lo que proceda en el plazo de quince días.

cve: BOE-A-2011-17887

CAPÍTULO II

**Contrato de concesión de obra pública**

*Sección 1.ª Construcción de las obras objeto de concesión*

Artículo 240. *Modalidades de ejecución de las obras.*

1. Las obras se realizarán conforme al proyecto aprobado por el órgano de contratación y en los plazos establecidos en el pliego de cláusulas administrativas particulares, pudiendo ser ejecutadas con ayuda de la Administración. La ejecución de la obra que corresponda al concesionario podrá ser contratada en todo o en parte con terceros, de acuerdo con lo dispuesto en esta Ley y en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

2. La ayuda de la Administración en la construcción de la obra podrá consistir en la ejecución por su cuenta de parte de la misma o en su financiación parcial. En el primer supuesto la parte de obra que ejecute deberá presentar características propias que permitan su tratamiento diferenciado, y deberá ser objeto a su terminación de la correspondiente recepción formal. Si no dispusiera otra cosa el pliego de cláusulas administrativas particulares, el importe de la obra se abonará de acuerdo con lo establecido en el artículo 232. En el segundo supuesto, el importe de la financiación que se otorgue podrá abonarse en los términos pactados, durante la ejecución de las obras, de acuerdo con lo establecido en el artículo 232, o bien una vez que aquéllas hayan concluido, en la forma en que se especifica en el artículo 254.

Artículo 241. *Responsabilidad en la ejecución de las obras por terceros.*

1. Corresponde al concesionario el control de la ejecución de las obras que contrate con terceros debiendo ajustarse el control al plan que el concesionario elabore y resulte aprobado por el órgano de contratación. Éste podrá en cualquier momento recabar información sobre la marcha de las obras y girar a las mismas las visitas de inspección que estime oportunas.

2. El concesionario será responsable ante el órgano de contratación de las consecuencias derivadas de la ejecución o resolución de los contratos que celebre con terceros y responsable asimismo único frente a éstos de las mismas consecuencias.

Artículo 242. *Principio de riesgo y ventura en la ejecución de las obras.*

1. Las obras se ejecutarán a riesgo y ventura del concesionario, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 215 y 231, salvo para aquella parte de la obra que pudiera ser ejecutada por cuenta de la Administración, según lo previsto en el artículo 240.2, en cuyo caso regirá el régimen general previsto para el contrato de obras.

2. No se tendrán en cuenta a efectos del cómputo del plazo de duración de la concesión y del establecido para la ejecución de la obra aquellos períodos en los que ésta deba suspenderse por una causa imputable a la Administración concedente o debida a fuerza mayor. Si el concesionario fuera responsable del retraso en la ejecución de la obra se estará a lo dispuesto en el régimen de penalidades contenido en el pliego de cláusulas administrativas particulares y en esta Ley, sin que haya lugar a la ampliación del plazo de la concesión.

3. Si la concurrencia de fuerza mayor implicase mayores costes para el concesionario se procederá a ajustar el plan económico-financiero. Si la fuerza mayor impidiera por completo la realización de las obras se procederá a resolver el contrato, debiendo abonar el órgano de contratación al concesionario el importe total de las ejecutadas, así como los mayores costes en que hubiese incurrido como consecuencia del endeudamiento con terceros.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 243. *Modificación del proyecto.*

Una vez perfeccionado el contrato, el órgano de contratación sólo podrá introducir modificaciones en el proyecto de acuerdo con lo establecido en el Título V del Libro I y en el artículo 249.1.b). El plan económico-financiero de la concesión deberá recoger en todo caso, mediante los oportunos ajustes, los efectos derivados del incremento o disminución de los costes.

Artículo 244. *Comprobación de las obras.*

1. A la terminación de las obras, y a efectos del seguimiento del correcto cumplimiento del contrato por el concesionario, se procederá al levantamiento de un acta de comprobación por parte de la Administración concedente. El acta de recepción formal se levantará al término de la concesión cuando se proceda a la entrega de bienes e instalaciones al órgano de contratación. El levantamiento y contenido del acta de comprobación se ajustarán a lo dispuesto en el pliego de cláusulas administrativas particulares y los del acta de recepción a lo establecido en el artículo 235.
2. Al acta de comprobación se acompañará un documento de valoración de la obra pública ejecutada y, en su caso, una declaración del cumplimiento de las condiciones impuestas en la declaración de impacto ambiental, que será expedido por el órgano de contratación y en el que se hará constar la inversión realizada.
3. En las obras financiadas parcialmente por la Administración concedente, mediante abonos parciales al concesionario con base en las certificaciones mensuales de la obra ejecutada, la certificación final de la obra acompañará al documento de valoración y al acta de comprobación a que se refiere el apartado anterior.
4. La aprobación del acta de comprobación de las obras por el órgano de la Administración concedente llevará implícita la autorización para la apertura de las mismas al uso público, comenzando desde ese momento el plazo de garantía de la obra cuando haya sido ejecutada por terceros distintos del concesionario, así como la fase de explotación.

*Sección 2.ª Derechos y obligaciones del concesionario y prerrogativas de la administración concedente*

Subsección 1.ª Derechos y obligaciones del concesionario

Artículo 245. *Derechos del concesionario.*

Los concesionarios tendrán los siguientes derechos:

a) El derecho a explotar la obra pública y percibir la retribución económica prevista en el contrato durante el tiempo de la concesión.
b) El derecho al mantenimiento del equilibrio económico de la concesión, en la forma y con la extensión prevista en el artículo 258.
c) El derecho a utilizar los bienes de dominio público de la Administración concedente necesarios para la construcción, modificación, conservación y explotación de la obra pública. Dicho derecho incluirá el de utilizar, exclusivamente para la construcción de la obra, las aguas que afloren o los materiales que aparezcan durante su ejecución, previa autorización de la Administración competente, en cada caso, para la gestión del dominio público correspondiente.
d) El derecho a recabar de la Administración la tramitación de los procedimientos de expropiación forzosa, imposición de servidumbres y desahucio administrativo que resulten necesarios para la construcción, modificación y explotación de la obra pública, así como la realización de cuantas acciones sean necesarias para hacer viable el ejercicio de los derechos del concesionario.

cve: BOE-A-2011-17887

e) Los bienes y derechos expropiados que queden afectos a la concesión se incorporarán al dominio público.

f) El derecho a ceder la concesión de acuerdo con lo previsto en el artículo 226 y a hipotecar la misma en las condiciones establecidas en la Ley, previa autorización del órgano de contratación en ambos casos.

g) El derecho a titulizar sus derechos de crédito, en los términos previstos en la Ley.

h) Cualesquiera otros que le sean reconocidos por ésta u otras Leyes o por los pliegos de condiciones.

Artículo 246. *Obligaciones del concesionario.*

Serán obligaciones generales del concesionario:

a) Ejecutar las obras con arreglo a lo dispuesto en el contrato.

b) Explotar la obra pública, asumiendo el riesgo económico de su gestión con la continuidad y en los términos establecidos en el contrato u ordenados posteriormente por el órgano de contratación.

c) Admitir la utilización de la obra pública por todo usuario, en las condiciones que hayan sido establecidas de acuerdo con los principios de igualdad, universalidad y no discriminación, mediante el abono, en su caso, de la correspondiente tarifa.

d) Cuidar del buen orden y de la calidad de la obra pública, y de su uso, pudiendo dictar las oportunas instrucciones, sin perjuicio de los poderes de policía que correspondan al órgano de contratación.

e) Indemnizar los daños que se ocasionen a terceros por causa de la ejecución de las obras o de su explotación, cuando le sean imputables de acuerdo con el artículo 214.

f) Proteger el dominio público que quede vinculado a la concesión, en especial, preservando los valores ecológicos y ambientales del mismo.

g) Cualesquiera otras previstas en ésta u otra Ley o en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

Artículo 247. *Uso y conservación de la obra pública.*

1. El concesionario deberá cuidar de la adecuada aplicación de las normas sobre uso, policía y conservación de la obra pública.

2. El personal encargado de la explotación de la obra pública, en ausencia de agentes de la autoridad, podrá adoptar las medidas necesarias en orden a la utilización de la obra pública, formulando, en su caso, las denuncias pertinentes. A estos efectos, servirán de medio de prueba las obtenidas por el personal del concesionario debidamente acreditado y con los medios previamente homologados por la Administración competente, así como cualquier otro admitido en derecho.

3. El concesionario podrá impedir el uso de la obra pública a aquellos usuarios que no abonen la tarifa correspondiente, sin perjuicio de lo que, a este respecto, se establezca en la legislación sectorial correspondiente.

4. El concesionario deberá mantener la obra pública de conformidad con lo que, en cada momento y según el progreso de la ciencia, disponga la normativa técnica, medioambiental, de accesibilidad y eliminación de barreras y de seguridad de los usuarios que resulte de aplicación.

5. La Administración podrá incluir en los pliegos de condiciones mecanismos para medir la calidad del servicio ofrecida por el concesionario, y otorgar ventajas o penalizaciones económicas a éste en función de los mismos.

Artículo 248. *Zonas complementarias de explotación comercial.*

1. Atendiendo a su finalidad, las obras públicas podrán incluir, además de las superficies que sean precisas según su naturaleza, otras zonas o terrenos para la ejecución de actividades complementarias, comerciales o industriales que sean necesarias o convenientes por la utilidad que prestan a los usuarios de las obras y que

cve: BOE-A-2011-17887

sean susceptibles de un aprovechamiento económico diferenciado, tales como establecimientos de hostelería, estaciones de servicio, zonas de ocio, estacionamientos, locales comerciales y otros susceptibles de explotación.

2. Estas actividades complementarias se implantarán de conformidad con lo establecido en los pliegos generales o particulares que rijan la concesión y, en su caso, con lo determinado en la legislación o el planeamiento urbanístico que resulte de aplicación.

3. Las correspondientes zonas o espacios quedarán sujetos al principio de unidad de gestión y control de la Administración Pública concedente y serán explotados conjuntamente con la obra por el concesionario, directamente o a través de terceros, en los términos establecidos en el oportuno pliego de la concesión.

Subsección 2.ª Prerrogativas y derechos de la Administración

Artículo 249. *Prerrogativas y derechos de la Administración.*

1. Dentro de los límites y con sujeción a los requisitos y con los efectos señalados en esta Ley, el órgano de contratación o, en su caso, el órgano que se determine en la legislación específica, ostentará las siguientes prerrogativas y derechos en relación con los contratos de concesión de obras públicas:

a) Interpretar los contratos y resolver las dudas que ofrezca su cumplimiento.

b) Modificar los contratos por razones de interés público debidamente justificadas, de acuerdo con lo previsto en el título V del libro I.

c) Restablecer el equilibrio económico de la concesión a favor del interés público, en la forma y con la extensión prevista en el artículo 258.

d) Acordar la resolución de los contratos en los casos y en las condiciones que se establecen en los artículos 269 y 270.

e) Establecer, en su caso, las tarifas máximas por la utilización de la obra pública.

f) Vigilar y controlar el cumplimiento de las obligaciones del concesionario, a cuyo efecto podrá inspeccionar el servicio, sus obras, instalaciones y locales, así como la documentación, relacionados con el objeto de la concesión.

g) Asumir la explotación de la obra pública en los supuestos en que se produzca el secuestro de la concesión.

h) Imponer al concesionario las penalidades pertinentes por razón de los incumplimientos en que incurra.

i) Ejercer las funciones de policía en el uso y explotación de la obra pública en los términos que se establezcan en la legislación sectorial específica.

j) Imponer con carácter temporal las condiciones de utilización de la obra pública que sean necesarias para solucionar situaciones excepcionales de interés general, abonando la indemnización que en su caso proceda.

k) Cualesquiera otros derechos reconocidos en ésta o en otras leyes.

2. El ejercicio de las prerrogativas administrativas previstas en este artículo se ajustará a lo dispuesto en esta Ley y en la legislación específica que resulte de aplicación.

En particular, será preceptivo el dictamen del Consejo de Estado u órgano consultivo equivalente de la Comunidad Autónoma respectiva en los casos de interpretación, modificación, nulidad y resolución, cuando se formule oposición por parte del concesionario, en las modificaciones acordadas en la fase de ejecución de las obras que se encuentren en el caso previsto en el artículo 211.3.b) y en aquellos supuestos previstos en la legislación específica.

Artículo 250. *Modificación de la obra pública.*

1. El órgano de contratación podrá acordar, cuando el interés público lo exija y si concurren las circunstancias previstas en el Título V del Libro I, la modificación de la obra

cve: BOE-A-2011-17887

pública, así como su ampliación o, si concurren las circunstancias previstas en el artículo 171.b), la realización de obras complementarias directamente relacionadas con el objeto de la concesión durante la vigencia de ésta, procediéndose, en su caso, a la revisión del plan económico-financiero al objeto de acomodarlo a las nuevas circunstancias.

2. Toda modificación que afecte el equilibrio económico de la concesión se regirá por lo dispuesto en el artículo 258.

3. Las modificaciones que, por sus características físicas y económicas, permitan su explotación independiente serán objeto de nueva licitación para su construcción y explotación.

Artículo 251. *Secuestro de la concesión.*

1. El órgano de contratación, previa audiencia del concesionario, podrá acordar el secuestro de la concesión en los casos en que el concesionario no pueda hacer frente, temporalmente y con grave daño social, a la explotación de la obra pública por causas ajenas al mismo o incurriese en un incumplimiento grave de sus obligaciones que pusiera en peligro dicha explotación. El acuerdo del órgano de contratación será notificado al concesionario y si éste, dentro del plazo que se le hubiera fijado, no corrigiera la deficiencia se ejecutará el secuestro. Asimismo, se podrá acordar el secuestro en los demás casos recogidos en esta Ley con los efectos previstos en la misma.

2. Efectuado el secuestro, corresponderá al órgano de contratación la explotación directa de la obra pública y la percepción de la contraprestación establecida, pudiendo utilizar el mismo personal y material del concesionario. El órgano de contratación designará uno o varios interventores que sustituirán plena o parcialmente al personal directivo de la empresa concesionaria. La explotación de la obra pública objeto de secuestro se efectuará por cuenta y riesgo del concesionario, a quien se devolverá, al finalizar aquél, con el saldo que resulte después de satisfacer todos los gastos, incluidos los honorarios de los interventores, y deducir, en su caso la cuantía de las penalidades impuestas.

3. El secuestro tendrá carácter temporal y su duración será la que determine el órgano de contratación sin que pueda exceder, incluidas las posibles prórrogas, de tres años. El órgano de contratación acordará de oficio o a petición del concesionario el cese del secuestro cuando resultara acreditada la desaparición de las causas que lo hubieran motivado y el concesionario justificase estar en condiciones de proseguir la normal explotación de la obra pública. Transcurrido el plazo fijado para el secuestro sin que el concesionario haya garantizado la asunción completa de sus obligaciones, el órgano de contratación resolverá el contrato de concesión.

Artículo 252. *Penalidades por incumplimientos del concesionario.*

1. Los pliegos de cláusulas administrativas particulares establecerán un catálogo de incumplimientos de las obligaciones del concesionario, distinguiendo entre los de carácter leve y grave. Deberán considerarse penalizables el incumplimiento total o parcial por el concesionario de las prohibiciones establecidas en esta Ley, la omisión de actuaciones que fueran obligatorias conforme a ella y, en particular, el incumplimiento de los plazos para la ejecución de las obras, la negligencia en el cumplimiento de sus deberes de uso, policía y conservación de la obra pública, la interrupción injustificada total o parcial de su utilización, y el cobro al usuario de cantidades superiores a las legalmente autorizadas.

2. El órgano de contratación podrá imponer penalidades de carácter económico, que se establecerán en los pliegos de forma proporcional al tipo de incumplimiento y a la importancia económica de la explotación. El límite máximo de las penalidades a imponer no podrá exceder del 10 por 100 del presupuesto total de la obra durante su fase de construcción. Si la concesión estuviera en fase de explotación, el límite máximo de las penalidades anuales no podrá exceder del 20 por 100 de los ingresos obtenidos por la explotación de la obra pública durante el año anterior.

cve: BOE-A-2011-17887

3. Los incumplimientos graves darán lugar, además, a la resolución de la concesión en los casos previstos en el correspondiente pliego.

4. Además de los supuestos previstos en esta Ley, en los pliegos se establecerán los incumplimientos graves que pueden dar lugar al secuestro temporal de la concesión, con independencia de las penalidades que en cada caso procedan por razón del incumplimiento.

5. Durante la fase de ejecución de la obra el régimen de penalidades a imponer al concesionario será el establecido en el artículo 212.

6. Con independencia del régimen de penalidades previsto en el pliego, la Administración podrá también imponer al concesionario multas coercitivas cuando persista en el incumplimiento de sus obligaciones, siempre que hubiera sido requerido previamente y no las hubiera cumplido en el plazo fijado. A falta de determinación por la legislación específica, el importe diario de la multa será de 3.000 euros.

*Sección 3.ª Régimen económico-financiero de la concesión*

Artículo 253. *Financiación de las obras.*

1. Las obras públicas objeto de concesión serán financiadas, total o parcialmente, por el concesionario que, en todo caso, asumirá el riesgo en función de la inversión realizada.

2. Cuando existan razones de rentabilidad económica o social, o concurran singulares exigencias derivadas del fin público o interés general de la obra objeto de concesión, la Administración podrá también aportar recursos públicos para su financiación, que adoptará la forma de financiación conjunta de la obra, mediante subvenciones o préstamos reintegrables, con o sin interés, de acuerdo con lo establecido en el artículo 240 y en esta sección, y de conformidad con las previsiones del correspondiente pliego de cláusulas administrativas particulares, debiendo respetarse en todo caso el principio de asunción de riesgo por el concesionario.

3. La construcción de la obra pública objeto de concesión podrá asimismo ser financiada con aportaciones de otras Administraciones Públicas distintas a la concedente, en los términos que se contengan en el correspondiente convenio, y con la financiación que pueda provenir de otros organismos nacionales o internacionales.

Artículo 254. *Aportaciones públicas a la construcción.*

1. Las Administraciones Públicas podrán contribuir a la financiación de la obra mediante aportaciones que serán realizadas durante la fase de ejecución de las obras, tal como dispone el artículo 240 de esta Ley, una vez concluidas éstas o al término de la concesión, y cuyo importe será fijado en los pliegos de condiciones correspondientes o por los licitadores en sus ofertas cuando así se establezca en dichos pliegos. En los dos últimos supuestos, resultará de aplicación la normativa sobre contratos de obra bajo la modalidad de abono total, salvo en la posibilidad de fraccionar el abono.

2. Las aportaciones públicas a que se refiere el apartado anterior podrán consistir en aportaciones no dinerarias del órgano de contratación o de cualquier otra Administración con la que exista convenio al efecto, de acuerdo con la valoración de las mismas que se contenga en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

Los bienes inmuebles que se entreguen al concesionario se integrarán en el patrimonio afecto a la concesión, destinándose al uso previsto en el proyecto de la obra, y revertirán a la Administración en el momento de su extinción, debiendo respetarse, en todo caso, lo dispuesto en los planes de ordenación urbanística o sectorial que les afecten.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 255. *Retribución por la utilización de la obra.*

1. El concesionario tendrá derecho a percibir de los usuarios o de la Administración una retribución por la utilización de la obra en la forma prevista en el pliego de cláusulas administrativas particulares y de conformidad con lo establecido en este artículo.

2. Las tarifas que abonen los usuarios por la utilización de las obras públicas serán fijadas por el órgano de contratación en el acuerdo de adjudicación. Las tarifas tendrán el carácter de máximas y los concesionarios podrán aplicar tarifas inferiores cuando así lo estimen conveniente.

3. Las tarifas serán objeto de revisión de acuerdo con el procedimiento que determine el pliego de cláusulas administrativas particulares.

De conformidad con el artículo 131.1.c).4º, el plan económico-financiero de la concesión establecerá la incidencia en las tarifas de los rendimientos de la demanda de utilización de la obra y, cuando exista, de los beneficios derivados de la explotación de la zona comercial, cuando no alcancen o cuando superen, respectivamente, los niveles mínimo y máximo que se consideren en la oferta.

4. La retribución por la utilización de la obra podrá ser abonada por la Administración teniendo en cuenta su utilización y en la forma prevista en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

5. El concesionario se retribuirá igualmente con los ingresos procedentes de la explotación de la zona comercial vinculada a la concesión, en el caso de existir ésta, según lo establecido en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

6. El concesionario deberá separar contablemente los ingresos provenientes de las aportaciones públicas y aquellos otros procedentes de las tarifas abonadas por los usuarios de la obra y, en su caso, los procedentes de la explotación de la zona comercial.

Artículo 256. *Aportaciones públicas a la explotación.*

Las Administraciones Públicas podrán otorgar al concesionario las siguientes aportaciones a fin de garantizar la viabilidad económica de la explotación de la obra:

a) Subvenciones, anticipos reintegrables, préstamos participativos, subordinados o de otra naturaleza, aprobados por el órgano de contratación para ser aportados desde el inicio de la explotación de la obra o en el transcurso de la misma cuando se prevea que vayan a resultar necesarios para garantizar la viabilidad económico-financiera de la concesión. La devolución de los préstamos y el pago de los intereses devengados en su caso por los mismos se ajustarán a los términos previstos en la concesión.

b) Ayudas en los casos excepcionales en que, por razones de interés público, resulte aconsejable la promoción de la utilización de la obra pública antes de que su explotación alcance el umbral mínimo de rentabilidad.

Artículo 257. *Obras públicas diferenciadas.*

1. Cuando dos o más obras públicas mantengan una relación funcional entre ellas, el contrato de concesión de obra pública no pierde su naturaleza por el hecho de que la utilización de una parte de las obras construidas no esté sujeta a remuneración siempre que dicha parte sea, asimismo, competencia de la Administración concedente e incida en la explotación de la concesión.

2. El correspondiente pliego de cláusulas administrativas particulares especificará con claridad los aspectos concernientes a la obra objeto de concesión, según se determina en esta Ley, distinguiendo, a estos efectos, la parte objeto de remuneración de aquella que no lo es.

Los licitadores deberán presentar el correspondiente plan económico-financiero que contemple ambas partes de las obras.

3. En todo caso, para la determinación de las tarifas a aplicar por la utilización de la obra objeto de concesión se tendrá en cuenta el importe total de las obras realizadas.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 258. *Mantenimiento del equilibrio económico del contrato.*

1. El contrato de concesión de obras públicas deberá mantener su equilibrio económico en los términos que fueron considerados para su adjudicación, teniendo en cuenta el interés general y el interés del concesionario, de conformidad con lo dispuesto en el apartado siguiente.

2. La Administración deberá restablecer el equilibrio económico del contrato, en beneficio de la parte que corresponda, en los siguientes supuestos:

a) Cuando la Administración modifique, por razones de interés público y de acuerdo con lo previsto en el título V del libro I, las condiciones de explotación de la obra.

b) Cuando causas de fuerza mayor o actuaciones de la Administración determinaran de forma directa la ruptura sustancial de la economía de la concesión. A estos efectos, se entenderá por causa de fuerza mayor las enumeradas en el artículo 231.

c) Cuando se produzcan los supuestos que se establezcan en el propio contrato para su revisión, de acuerdo con lo previsto en el apartado 4.º de la letra c), y en la letra d) del artículo 131.1.

3. En los supuestos previstos en el apartado anterior, el restablecimiento del equilibrio económico del contrato se realizará mediante la adopción de las medidas que en cada caso procedan. Estas medidas podrán consistir en la modificación de las tarifas establecidas por la utilización de la obra, la reducción del plazo concesional, y, en general, en cualquier modificación de las cláusulas de contenido económico incluidas en el contrato. Asimismo, en los casos previstos en el apartado 2.b), y siempre que la retribución del concesionario proviniere en más de un 50 por ciento de tarifas abonadas por los usuarios, podrá prorrogarse el plazo de la concesión por un período que no exceda de un 15 por ciento de su duración inicial. En el supuesto de fuerza mayor previsto en el apartado 2.b), la Administración concedente asegurará los rendimientos mínimos acordados en el contrato siempre que aquella no impidiera por completo la realización de las obras o la continuidad de su explotación.

*Sección 4.ª Financiación privada*

Subsección 1.ª Emisión de títulos por el concesionario

Artículo 259. *Emisión de obligaciones y otros títulos.*

1. El concesionario podrá apelar al crédito en el mercado de capitales, tanto exterior como interior, mediante la emisión de toda clase de obligaciones, bonos u otros títulos semejantes admitidos en derecho.

2. No podrán emitirse títulos cuyo plazo de reembolso total o parcial finalice en fecha posterior al término de la concesión.

3. Las emisiones de obligaciones podrán contar con el aval del Estado y de sus organismos públicos, que se otorgará con arreglo a las prescripciones de la normativa presupuestaria. La concesión del aval por parte de las Comunidades Autónomas, entidades locales, de sus organismos públicos respectivos y demás sujetos sometidos a esta Ley se otorgará conforme a lo que establezca su normativa específica.

4. La emisión de las obligaciones, bonos u otros títulos referidos deberá ser comunicada al órgano de contratación en el plazo máximo de un mes desde la fecha en que cada emisión se realice.

5. A las emisiones de valores reguladas en este artículo y en el siguiente les resultará de aplicación lo dispuesto en la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

6. Si la emisión ha sido objeto de registro ante la Comisión Nacional del Mercado de Valores y el riesgo financiero correspondiente a los valores ha sido evaluado positivamente por una entidad calificadora reconocida por dicha entidad supervisora, no será de

cve: BOE-A-2011-17887

aplicación el límite del importe previsto en el artículo 405 del Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital y en el párrafo segundo del artículo 1 de la Ley 211/1964, de 24 de diciembre, sobre regulación de la emisión de obligaciones por sociedades que no hayan adoptado la forma de anónimas, asociaciones u otras personas jurídicas y la constitución del sindicato de obligacionistas.

Artículo 260. *Incorporación a títulos negociables de los derechos de crédito del concesionario.*

1. Podrán emitirse valores que representen una participación en uno o varios de los derechos de crédito a favor del concesionario consistentes en el derecho al cobro de las tarifas, los ingresos que pueda obtener por la explotación de los elementos comerciales relacionados con la concesión, así como los que correspondan a las aportaciones que, en su caso, deba realizar la Administración. La cesión de estos derechos se formalizará en escritura pública que, en el supuesto de cesión de las aportaciones a efectuar por la Administración, se deberá notificar al órgano contratante y ello sin perjuicio de lo dispuesto en el párrafo quinto de este apartado.

Los valores negociables anteriormente referidos se representarán en títulos o en anotaciones en cuenta, podrán realizarse una o varias emisiones y podrán afectar derechos de crédito previstos para uno o varios ejercicios económicos distintos.

Tanto las participaciones como directamente los derechos de crédito a que se refiere el primer párrafo de este apartado podrán incorporarse a fondos de titulización de activos que se regirán por la normativa específica que les corresponda.

De la suscripción y tenencia de estos valores que no esté limitada a inversores institucionales o profesionales, se dejará nota marginal en la inscripción registral de la concesión correspondiente. Asimismo, las características de las emisiones deberán constar en las memorias anuales de las sociedades que las realicen.

La emisión de estos valores requerirá autorización administrativa previa del órgano de contratación, cuyo otorgamiento sólo podrá denegarse cuando el buen fin de la concesión u otra razón de interés público relevante lo justifiquen.

2. Siempre que designen previamente a una persona física o jurídica que actúe como representante único ante la Administración a los solos efectos previstos en este apartado, los tenedores de valores a que se refiere el apartado 1 de este artículo podrán ejercer las facultades que se atribuyen al acreedor hipotecario en el artículo 262. Si, además, las operaciones a que dicho apartado 1 se refiere hubieran previsto expresamente la satisfacción de los derechos de los tenedores antes del transcurso del plazo concesional, éstos podrán ejercer las facultades a que se refiere el apartado 3 del citado artículo 262 a partir del vencimiento de los títulos.

3. Cuando se produzca causa de resolución de la concesión imputable al concesionario sin que los acreedores hayan obtenido el reembolso correspondiente a sus títulos, la Administración concedente podrá optar por alguna de las siguientes actuaciones:

a) Salvo que las causas de extinción fuesen las previstas en el artículo 269.b), acordar el secuestro de la concesión conforme a lo previsto en el artículo 251 de esta Ley a los solos efectos de satisfacer los derechos de los acreedores sin que el concesionario pueda percibir ingreso alguno.

b) Resolver la concesión, acordando con el representante de los acreedores la cuantía de la deuda y las condiciones en que deberá ser amortizada. A falta de acuerdo, la Administración quedará liberada con la puesta a disposición de los acreedores de la menor de las siguientes cantidades:

1. El importe de la indemnización que correspondiera al concesionario por aplicación de lo previsto en el artículo 271 de esta Ley.

2. La diferencia entre el valor nominal de la emisión y las cantidades percibidas hasta el momento de resolución de la concesión tanto en concepto de intereses como de amortizaciones parciales.

cve: BOE-A-2011-17887

4. Si se produjera causa de resolución no imputable al concesionario y los acreedores no se hubiesen satisfecho íntegramente de sus derechos, la Administración podrá optar por actuar conforme a lo previsto en el párrafo a) del apartado anterior o bien por resolver la concesión acordando con el representante de los acreedores la cuantía de la deuda y las condiciones en que deberá ser amortizada. A falta de acuerdo, la Administración quedará liberada con la puesta a disposición de la diferencia entre el valor nominal de su inversión y las cantidades percibidas hasta el momento de resolución de la concesión tanto en concepto de intereses como de amortizaciones parciales.

5. Quedará siempre a salvo la facultad de acordar la licitación de una nueva concesión una vez resuelta la anterior.

6. Las solicitudes referentes a las autorizaciones administrativas previstas en este artículo se resolverán por el órgano competente en el plazo de un mes, debiendo entenderse desestimadas si no resolviera y notificara en ese plazo.

### Subsección 2.ª Hipoteca de la concesión

Artículo 261. *Objeto de la hipoteca de la concesión.*

1. Las concesiones de obras públicas con los bienes y derechos que lleven incorporados serán hipotecables conforme a lo dispuesto en la legislación hipotecaria, previa autorización del órgano de contratación.

No se admitirá la hipoteca de concesiones de obras públicas en garantía de deudas que no guarden relación con la concesión correspondiente.

2. Las solicitudes referentes a las autorizaciones administrativas previstas en este artículo y en el siguiente se resolverán por el órgano competente en el plazo de un mes, debiendo entenderse desestimadas si no resuelve y notifica en ese plazo.

Artículo 262. *Derechos del acreedor hipotecario.*

1. Cuando el valor de la concesión hipotecada sufriera grave deterioro por causa imputable al concesionario, el acreedor hipotecario podrá solicitar del órgano de contratación pronunciamiento sobre la existencia efectiva de dicho deterioro. Si éste se confirmara podrá, asimismo, solicitar de la Administración que, previa audiencia del concesionario, ordene a éste hacer o no hacer lo que proceda para evitar o remediar el daño, sin perjuicio del posible ejercicio de la acción de devastación prevista en el artículo 117 de la Ley Hipotecaria. No obstante, en el caso de ejercitarse la acción administrativa prevista en este apartado, se entenderá que el acreedor hipotecario renuncia a la acción prevista en el citado artículo 117 de la Ley Hipotecaria.

2. Cuando procediera la resolución de la concesión por incumplimiento de alguna de las obligaciones del concesionario, la Administración, antes de resolver, dará audiencia al acreedor hipotecario por si éste ofreciera subrogarse en su cumplimiento y la Administración considerara compatible tal ofrecimiento con el buen fin de la concesión.

3. Si la obligación garantizada no hubiera sido satisfecha total o parcialmente al tiempo de su vencimiento, antes de promover el procedimiento de ejecución correspondiente, el acreedor hipotecario podrá ejercer las siguientes facultades siempre que así se hubiera previsto en la correspondiente escritura de constitución de hipoteca:

a) Solicitar de la Administración concedente que, previa audiencia del concesionario, disponga que se asigne a la amortización de la deuda una parte de la recaudación y de las cantidades que, en su caso, la Administración tuviese que hacer efectivas al concesionario. A tal efecto, se podrá, por cuenta y riesgo del acreedor, designar un interventor que compruebe los ingresos así obtenidos y se haga cargo de la parte que se haya señalado, la cual no podrá exceder del porcentaje o cuantía que previamente se determine.

b) Si existiesen bienes aptos para ello, solicitar de la Administración concedente que, previa audiencia al concesionario, le otorgue la explotación durante un determinado

cve: BOE-A-2011-17887

período de tiempo de todas o de parte de las zonas complementarias de explotación comercial. En el caso de que estas zonas estuvieran siendo explotadas por un tercero en virtud de una relación jurídico-privada con el concesionario, la medida contemplada por este apartado deberá serle notificada a dicho tercero con la indicación de que queda obligado a efectuar al acreedor hipotecario los pagos que debiera hacer al concesionario.

Artículo 263. *Ejecución de la hipoteca.*

1. El adjudicatario en el procedimiento de ejecución hipotecaria quedará subrogado en la posición del concesionario, previa autorización administrativa, en los términos que se establecen en el apartado siguiente.

2. Todo el que desee participar en el procedimiento de ejecución hipotecaria en calidad de postor o eventual adjudicatario, incluso el propio acreedor hipotecario si la legislación sectorial no lo impidiera, deberá comunicarlo al órgano de contratación para obtener la oportuna autorización administrativa, que deberá notificarse al interesado en el plazo máximo de 15 días, y sin la cual no se le admitirá en el procedimiento. La autorización tendrá carácter reglado y se otorgará siempre que el peticionario cumpla los requisitos exigidos al concesionario.

Si hubiera finalizado la fase de construcción o ésta no formara parte del objeto de la concesión, sólo se exigirán los requisitos necesarios para llevar a cabo la explotación de la obra.

3. Si la subasta quedara desierta o ningún interesado fuese autorizado por el órgano de contratación para participar en el procedimiento de ejecución hipotecaria, la Administración concedente podrá optar por alguna de las siguientes actuaciones en el supuesto de que el acreedor hipotecario autorizado, en su caso, para ser concesionario no opte por el ejercicio del derecho que le atribuye el artículo 671 de la Ley 1/2000, de 7 de enero, e Enjuiciamiento Civil:

a) Acordar el secuestro de la concesión conforme a lo previsto en el artículo 251 de esta Ley sin que el concesionario pueda percibir ingreso alguno. Se dará trámite de audiencia al acreedor hipotecario para ofrecerle la posibilidad de proponer un nuevo concesionario. Si la propuesta no se produjera o el candidato propuesto no cumpliera los requisitos exigibles conforme a lo establecido en el apartado anterior, se procederá a la licitación de la misma concesión en el menor plazo posible.

b) Resolver la concesión y, previo acuerdo con los acreedores hipotecarios, fijar la cuantía de la deuda y las condiciones en que deberá ser amortizada. A falta de acuerdo, la Administración quedará liberada con la puesta a disposición de los acreedores del importe de la indemnización que correspondiera al concesionario por aplicación de lo previsto en el artículo 271 de esta Ley.

Artículo 264. *Derechos de titulares de cargas inscritas o anotadas sobre la concesión para el caso de resolución concesional.*

1. Cuando procediera la resolución de la concesión y existieran titulares de derechos o cargas inscritos o anotados en el Registro de la Propiedad sobre la concesión, se observarán las siguientes reglas:

a) La Administración, comenzado el procedimiento, deberá solicitar para su incorporación al expediente certificación del Registro de la Propiedad, al objeto de que puedan ser oídos todos los titulares de tales cargas y derechos.

b) El registrador, al tiempo de expedir la certificación a que se refiere el párrafo anterior, deberá extender nota al margen de la inscripción de la concesión sobre la iniciación del procedimiento de resolución.

c) Para cancelar los asientos practicados a favor de los titulares de las citadas cargas y derechos, deberá mediar resolución administrativa firme que declare la resolución de la concesión y el previo depósito a disposición de los referidos titulares de

cve: BOE-A-2011-17887

las cantidades y eventuales indemnizaciones que la Administración debiera abonar al concesionario conforme a lo previsto en el artículo 271.

2. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo anterior, para el caso de que la subasta quedara desierta, cuando la resolución de la concesión procediera por causa imputable al concesionario, los titulares de los derechos y cargas a que se refiere el apartado precedente podrán ejercitar, por su orden, el derecho de subrogarse en la posición jurídica del concesionario, siempre que, por reunir los requisitos necesarios para ello, fueran autorizados previamente por el órgano de contratación.

Subsección 3.ª Otras fuentes de financiación

Artículo 265. *Créditos participativos.*

1. Se admiten los créditos participativos para la financiación de la construcción y explotación, o sólo la explotación, de las obras públicas objeto de concesión. En dichos supuestos la participación del prestamista se producirá sobre los ingresos del concesionario.
2. El concesionario podrá amortizar anticipadamente el capital prestado en las condiciones pactadas.
3. Excepcionalmente, las Administraciones públicas podrán contribuir a la financiación de la obra mediante el otorgamiento de créditos participativos. En tales casos, y salvo estipulación expresa en contrario, el concesionario no podrá amortizar anticipadamente el capital prestado, a no ser que la amortización anticipada implique el abono por el concesionario del valor actual neto de los beneficios futuros esperados según el plan económico-financiero revisado y aprobado por el órgano competente de la Administración en el momento de la devolución del capital.
4. La obtención de estos créditos deberá comunicarse al órgano de contratación en el plazo máximo de un mes desde la fecha en que cada uno hubiera sido concedido.

*Sección 5.ª Extinción de las concesiones*

Artículo 266. *Modos de extinción.*

Las concesiones de obra pública se extinguirán por cumplimiento o por resolución.

Artículo 267. *Extinción de la concesión por transcurso del plazo.*

1. La concesión se entenderá extinguida por cumplimiento cuando transcurra el plazo inicialmente establecido o, en su caso, el resultante de las prórrogas acordadas conforme al artículo 258.3, o de las reducciones que se hubiesen decidido.
2. Quedarán igualmente extinguidos todos los contratos vinculados a la concesión y a la explotación de sus zonas comerciales.

Artículo 268. *Plazo de las concesiones.*

1. Las concesiones de construcción y explotación de obras públicas se otorgarán por el plazo que se acuerde en el pliego de cláusulas administrativas particulares, que no podrá exceder de 40 años.
2. Los plazos fijados en los pliegos de condiciones sólo podrán ser prorrogados por las causas previstas en el artículo 258.3.
3. Las concesiones relativas a obras hidráulicas se regirán, en cuanto a su duración, por el artículo 134.1.a) del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 269. *Causas de resolución.*

Son causas de resolución del contrato de concesión de obras públicas las siguientes:

a) La muerte o incapacidad sobrevenida del concesionario individual o la extinción de la personalidad jurídica de la sociedad concesionaria.
b) La declaración de concurso o la declaración de insolvencia en cualquier otro procedimiento.
c) La ejecución hipotecaria declarada desierta o la imposibilidad de iniciar el procedimiento de ejecución hipotecaria por falta de interesados autorizados para ello en los casos en que así procediera, de acuerdo con lo establecido en la Ley.
d) El mutuo acuerdo entre el concedente y el concesionario.
e) El secuestro de la concesión por un plazo superior al establecido como máximo sin que el contratista haya garantizado la asunción completa de sus obligaciones.
f) La demora superior a seis meses por parte del órgano de contratación en la entrega al concesionario de la contraprestación, de los terrenos o de los medios auxiliares a que se obligó según el contrato.
g) El rescate de la explotación de la obra pública por el órgano de contratación. Se entenderá por rescate la declaración unilateral del órgano contratante, discrecionalmente adoptada, por la que dé por terminada la concesión, no obstante la buena gestión de su titular.
h) La supresión de la explotación de la obra pública por razones de interés público.
i) La imposibilidad de la explotación de la obra pública como consecuencia de acuerdos adoptados por la Administración concedente con posterioridad al contrato.
j) El abandono, la renuncia unilateral, así como el incumplimiento por el concesionario de sus obligaciones contractuales esenciales.
k) Cualesquiera otras causas expresamente contempladas en ésta u otra Ley o en el contrato.

Artículo 270. *Aplicación de las causas de resolución.*

1. La resolución del contrato se acordará por el órgano de contratación, de oficio o a instancia del concesionario, mediante el procedimiento que resulte de aplicación de acuerdo con la legislación de contratos.
2. La declaración de insolvencia y, en caso de concurso, la apertura de la fase de liquidación, así como las causas de resolución previstas en los párrafos e), g), h) e i) del artículo anterior originarán siempre la resolución del contrato. En los restantes casos, será potestativo para la parte a la que no le sea imputable la causa instar la resolución.
3. Cuando la causa de resolución sea la muerte o incapacidad sobrevenida del contratista individual, la Administración podrá acordar la continuación del contrato con sus herederos o sucesores, siempre que éstos cumplan o se comprometan a cumplir, en el plazo que se establezca al efecto, los requisitos exigidos al concesionario inicial.
4. La resolución por mutuo acuerdo sólo podrá tener lugar si la concesión no se encontrara sometida a secuestro acordado por infracción grave del concesionario y siempre que razones de interés público hagan innecesaria o inconveniente la continuación del contrato.
5. En los casos de fusión de empresas en los que participe la sociedad concesionaria, será necesaria la autorización administrativa previa para que la entidad absorbente o resultante de la fusión pueda continuar con la concesión y quedar subrogada en todos los derechos y obligaciones dimanantes de aquélla.
6. En los supuestos de escisión, aportación o transmisión de empresas, sólo podrá continuar el contrato con la entidad resultante o beneficiaria en el caso en que así sea expresamente autorizado por el órgano de contratación considerando los requisitos establecidos para la adjudicación de la concesión en función del grado de desarrollo del negocio concesional en el momento de producirse estas circunstancias.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 271. *Efectos de la resolución.*

1. En los supuestos de resolución, la Administración abonará al concesionario el importe de las inversiones realizadas por razón de la expropiación de terrenos, ejecución de obras de construcción y adquisición de bienes que sean necesarios para la explotación de la obra objeto de la concesión. Al efecto, se tendrá en cuenta su grado de amortización en función del tiempo que restara para el término de la concesión y lo establecido en el plan económico-financiero. La cantidad resultante se fijará dentro del plazo de seis meses, salvo que se estableciera otro en el pliego de cláusulas administrativas particulares.

2. En el supuesto del párrafo f) del artículo 269, el concesionario podrá optar por la resolución del contrato, con los efectos establecidos en el apartado siguiente, o por exigir el abono del interés legal de las cantidades debidas o los valores económicos convenidos, a partir del vencimiento del plazo previsto para el cumplimiento de la contraprestación o entrega de los bienes pactados.

3. En los supuestos de los párrafos g), h) e i) del artículo 269, y sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 1 de este artículo, la Administración concedente indemnizará al concesionario por los daños y perjuicios que se le irroguen. Para determinar la cuantía de la indemnización se tendrán en cuenta los beneficios futuros que el concesionario dejará de percibir, atendiendo a los resultados de explotación en el último quinquenio cuando resulte posible, y a la pérdida del valor de las obras e instalaciones que no hayan de ser entregadas a aquélla, considerando su grado de amortización.

4. Cuando el contrato se resuelva por causa imputable al concesionario, le será incautada la fianza y deberá, además, indemnizar a la Administración los daños y perjuicios ocasionados en lo que exceda del importe de la garantía incautada.

5. El órgano de contratación podrá acordar también la resolución de los contratos otorgados por el concesionario para el aprovechamiento de las zonas complementarias. El órgano de contratación podrá acordar también, como consecuencia de la resolución de la concesión, la resolución de los contratos otorgados de explotación comercial, abonando la indemnización que en su caso correspondiera. Esta indemnización será abonada con cargo al concesionario cuando la resolución se produjera como consecuencia de causa imputable a éste. Cuando no se acuerde la resolución de los citados contratos, los titulares de los derechos de aprovechamiento seguirán ejerciéndolos, quedando obligados frente al órgano de contratación en los mismos términos en que lo estuvieran frente al concesionario, salvo que se llegara, de mutuo acuerdo, a la revisión del correspondiente contrato.

6. Cuando el contrato se resuelva por mutuo acuerdo, los derechos de las partes se acomodarán a lo válidamente estipulado entre ellas.

Artículo 272. *Destino de las obras a la extinción de la concesión.*

1. El concesionario quedará obligado a hacer entrega a la Administración concedente, en buen estado de conservación y uso, de las obras incluidas en la concesión, así como de los bienes e instalaciones necesarios para su explotación y de los bienes e instalaciones incluidos en la zona de explotación comercial, si la hubiera, de acuerdo con lo establecido en el contrato, todo lo cual quedará reflejado en el acta de recepción.

2. No obstante, los pliegos podrán prever que, a la extinción de la concesión, estas obras, bienes e instalaciones, o algunos de ellos, deban ser demolidos por el concesionario, reponiendo los bienes sobre los que se asientan al estado en que se encontraban antes de su construcción.

cve: BOE-A-2011-17887

*Sección 6.ª Ejecución de obras por terceros*

Artículo 273. *Subcontratación.*

1. El órgano de contratación podrá imponer al concesionario de obras públicas que confíe a terceros un porcentaje de los contratos que represente, como mínimo, un 30 por 100 del valor global de las obras objeto de la concesión, previendo al mismo tiempo la facultad de que los candidatos incrementen dicho porcentaje; este porcentaje mínimo deberá constar en el contrato de concesión de obras.

2. En caso de no hacer uso de la facultad a que se refiere el apartado anterior, el órgano de contratación podrá invitar a los candidatos a la concesión a que indiquen en sus ofertas, si procede, el porcentaje del valor global de las obras objeto de la concesión que se proponen confiar a terceros.

Artículo 274. *Adjudicación de contratos de obras por el concesionario.*

1. Cuando el concesionario de la obra pública tenga el carácter de poder adjudicador conforme al artículo 3.3, deberá respetar, en relación con aquellas obras que hayan de ser ejecutadas por terceros, las disposiciones de la presente Ley sobre adjudicación de contratos de obras.

2. La adjudicación de contratos de obras por los concesionarios de obras públicas que no tengan el carácter de poderes adjudicadores se regulará por las normas contenidas en los apartados 3 y 4 de este artículo cuando la adjudicación se realice a un tercero y el valor del contrato sea igual o superior a 4.845.000 euros, salvo que en el contrato concurran circunstancias que permitan su adjudicación por un procedimiento negociado sin publicidad.

No tendrán la consideración de terceros aquellas empresas que se hayan agrupado para obtener la concesión ni las empresas vinculadas a ellas. Se entenderá por empresa vinculada cualquier empresa en la que el concesionario pueda ejercer, directa o indirectamente, una influencia dominante, o cualquier empresa que pueda ejercer una influencia dominante en el concesionario o que, del mismo modo que el concesionario, esté sometida a la influencia dominante de otra empresa por razón de propiedad, participación financiera o normas reguladoras. Se presumirá que existe influencia dominante cuando una empresa, directa o indirectamente, se encuentre en una de las siguientes situaciones con respecto a otra:

a) Que posea la mayoría del capital suscrito de la empresa;

b) que disponga de la mayoría de los votos correspondientes a las participaciones emitidas por la empresa;

c) que pueda designar a más de la mitad de los miembros del órgano de administración, de dirección o de vigilancia de la empresa.

La lista exhaustiva de estas empresas debe adjuntarse a la candidatura para la concesión, y actualizarse en función de las modificaciones que se produzcan posteriormente en las relaciones entre las empresas.

3. Serán de aplicación a estos procedimientos las normas sobre publicidad contenidas en el artículo 142.

4. El concesionario fijará el plazo de recepción de las solicitudes de participación, que no podrá ser inferior a treinta y siete días a partir de la fecha de envío del anuncio de licitación, y el plazo de recepción de las ofertas, que no podrá ser inferior a cuarenta días a partir de la fecha del envío del anuncio de licitación al «Diario Oficial de la Unión Europea» o de la invitación a presentar una oferta.

Cuando los anuncios se preparen y envíen por medios electrónicos, informáticos o telemáticos se podrán reducir en siete días los plazos de recepción de las ofertas y el plazo de recepción de las solicitudes de participación.

Será posible reducir en cinco días los plazos de recepción de las ofertas cuando se ofrezca acceso sin restricción, directo y completo, por medios electrónicos, informáticos o

cve: BOE-A-2011-17887

telemáticos, al pliego de condiciones y a cualquier documentación complementaria, especificando en el texto del anuncio la dirección de Internet en la que dicha documentación pueda consultarse. Esta reducción se podrá sumar a la prevista en el párrafo anterior.

En todo caso será de aplicación lo previsto en el artículo 158.3 y la prohibición de contratar prevista en el artículo 60.1.a), en relación con los adjudicatarios de estos contratos.

## CAPÍTULO III

## Contrato de gestión de servicios públicos

### *Sección 1.ª Disposiciones generales*

Artículo 275. *Ámbito del contrato.*

1. La Administración podrá gestionar indirectamente, mediante contrato, los servicios de su competencia, siempre que sean susceptibles de explotación por particulares. En ningún caso podrán prestarse por gestión indirecta los servicios que impliquen ejercicio de la autoridad inherente a los poderes públicos.

2. El contrato expresará con claridad el ámbito de la gestión, tanto en el orden funcional, como en el territorial.

Artículo 276. *Régimen jurídico.*

Los efectos, cumplimiento y extinción de los contratos de gestión de servicios públicos se regularán por la presente Ley, excluidos los artículos 212, apartados 2 a 7, ambos inclusive, 213, 220 y 222, y por las disposiciones especiales del respectivo servicio, en cuanto no se opongan a ella.

Artículo 277. *Modalidades de la contratación.*

La contratación de la gestión de los servicios públicos podrá adoptar las siguientes modalidades:

a) Concesión, por la que el empresario gestionará el servicio a su propio riesgo y ventura.

b) Gestión interesada, en cuya virtud la Administración y el empresario participarán en los resultados de la explotación del servicio en la proporción que se establezca en el contrato.

c) Concierto con persona natural o jurídica que venga realizando prestaciones análogas a las que constituyen el servicio público de que se trate.

d) Sociedad de economía mixta en la que la Administración participe, por sí o por medio de una entidad pública, en concurrencia con personas naturales o jurídicas.

Artículo 278. *Duración.*

El contrato de gestión de servicios públicos no podrá tener carácter perpetuo o indefinido, fijándose necesariamente en el pliego de cláusulas administrativas particulares su duración y la de las prórrogas de que pueda ser objeto, sin que pueda exceder el plazo total, incluidas las prórrogas, de los siguientes períodos:

a) Cincuenta años en los contratos que comprendan la ejecución de obras y la explotación de servicio público, salvo que éste sea de mercado o lonja central mayorista de artículos alimenticios gestionados por sociedad de economía mixta municipal, en cuyo caso podrá ser hasta 60 años.

cve: BOE-A-2011-17887

b) Veinticinco años en los contratos que comprendan la explotación de un servicio público no relacionado con la prestación de servicios sanitarios.

c) Diez años en los contratos que comprendan la explotación de un servicio público cuyo objeto consista en la prestación de servicios sanitarios siempre que no estén comprendidos en la letra a).

*Sección 2.ª Ejecución del contrato de gestión de servicios públicos*

Artículo 279. *Ejecución del contrato.*

1. El contratista está obligado a organizar y prestar el servicio con estricta sujeción a las características establecidas en el contrato y dentro de los plazos señalados en el mismo, y, en su caso, a la ejecución de las obras conforme al proyecto aprobado por el órgano de contratación.

2. En todo caso, la Administración conservará los poderes de policía necesarios para asegurar la buena marcha de los servicios de que se trate.

Artículo 280. *Obligaciones generales.*

El contratista estará sujeto al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

a) Prestar el servicio con la continuidad convenida y garantizar a los particulares el derecho a utilizarlo en las condiciones que hayan sido establecidas y mediante el abono, en su caso, de la contraprestación económica comprendida en las tarifas aprobadas.

b) Cuidar del buen orden del servicio, pudiendo dictar las oportunas instrucciones, sin perjuicio de los poderes de policía a los que se refiere el artículo anterior.

c) Indemnizar los daños que se causen a terceros como consecuencia de las operaciones que requiera el desarrollo del servicio, excepto cuando el daño sea producido por causas imputables a la Administración.

d) Respetar el principio de no discriminación por razón de nacionalidad, respecto de las empresas de Estados miembros de la Comunidad Europea o signatarios del Acuerdo sobre Contratación Pública de la Organización Mundial del Comercio, en los contratos de suministro consecuencia del de gestión de servicios públicos.

Artículo 281. *Prestaciones económicas.*

1. El contratista tiene derecho a las contraprestaciones económicas previstas en el contrato, entre las que se incluirá, para hacer efectivo su derecho a la explotación del servicio, una retribución fijada en función de su utilización que se percibirá directamente de los usuarios o de la propia Administración.

2. Las contraprestaciones económicas pactadas serán revisadas, en su caso, en la forma establecida en el contrato.

*Sección 3.ª Modificación del contrato de gestión de servicios públicos*

Artículo 282. *Modificación del contrato y mantenimiento de su equilibrio económico.*

1. La Administración podrá modificar por razones de interés público y si concurren las circunstancias previstas en el título V del libro I, las características del servicio contratado y las tarifas que han de ser abonadas por los usuarios.

2. Cuando las modificaciones afecten al régimen financiero del contrato, la Administración deberá compensar al contratista de manera que se mantenga el equilibrio de los supuestos económicos que fueron considerados como básicos en la adjudicación del contrato.

3. En el caso de que los acuerdos que dicte la Administración respecto al desarrollo del servicio carezcan de trascendencia económica el contratista no tendrá derecho a indemnización por razón de los mismos.

cve: BOE-A-2011-17887

4. La Administración deberá restablecer el equilibrio económico del contrato, en beneficio de la parte que corresponda, en los siguientes supuestos:

a) Cuando la Administración modifique, por razones de interés público y de acuerdo con lo establecido en el título V del libro I, las características del servicio contratado.

b) Cuando actuaciones de la Administración determinaran de forma directa la ruptura sustancial de la economía del contrato.

c) Cuando causas de fuerza mayor determinaran de forma directa la ruptura sustancial de la economía del contrato. A estos efectos, se entenderá por causas de fuerza mayor las enumeradas en el artículo 231 de esta Ley.

5. En los supuestos previstos en el apartado anterior, el restablecimiento del equilibrio económico del contrato se realizará mediante la adopción de las medidas que en cada caso procedan. Estas medidas podrán consistir en la modificación de las tarifas a abonar por los usuarios, la reducción del plazo del contrato y, en general, en cualquier modificación de las cláusulas de contenido económico incluidas en el contrato. Así mismo, en los casos previstos en los apartados 4.b) y c), podrá prorrogarse el plazo del contrato por un período que no exceda de un 10 por ciento de su duración inicial, respetando los límites máximos de duración previstos legalmente.

*Sección 4.ª Cumplimiento y efectos del contrato de gestión de servicios públicos*

Artículo 283. *Reversión.*

1. Cuando finalice el plazo contractual el servicio revertirá a la Administración, debiendo el contratista entregar las obras e instalaciones a que esté obligado con arreglo al contrato y en el estado de conservación y funcionamiento adecuados.

2. Durante un período prudencial anterior a la reversión, que deberá fijarse en el pliego, el órgano competente de la Administración adoptará las disposiciones encaminadas a que la entrega de los bienes se verifique en las condiciones convenidas.

Artículo 284. *Falta de entrega de contraprestaciones económicas y medios auxiliares.*

Si la Administración no hiciere efectiva al contratista la contraprestación económica o no entregare los medios auxiliares a que se obligó en el contrato dentro de los plazos previstos en el mismo y no procediese la resolución del contrato o no la solicitase el contratista, éste tendrá derecho al interés de demora de las cantidades o valores económicos que aquéllos signifiquen, de conformidad con lo establecido en el artículo 216.

Artículo 285. *Incumplimiento del contratista.*

Si del incumplimiento por parte del contratista se derivase perturbación grave y no reparable por otros medios en el servicio público y la Administración no decidiese la resolución del contrato, podrá acordar la intervención del mismo hasta que aquélla desaparezca. En todo caso, el contratista deberá abonar a la Administración los daños y perjuicios que efectivamente le haya irrogado.

*Sección 5.ª Resolución del contrato de gestión de servicios públicos*

Artículo 286. *Causas de resolución.*

Son causas de resolución del contrato de gestión de servicios públicos, además de las señaladas en el artículo 223, con la excepción de las contempladas en sus letras d) y e), las siguientes:

a) La demora superior a seis meses por parte de la Administración en la entrega al contratista de la contraprestación o de los medios auxiliares a que se obligó según el contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

b) El rescate del servicio por la Administración.
c) La supresión del servicio por razones de interés público.
d) La imposibilidad de la explotación del servicio como consecuencia de acuerdos adoptados por la Administración con posterioridad al contrato.

Artículo 287. *Aplicación de las causas de resolución.*

1. Cuando la causa de resolución sea la muerte o incapacidad sobrevenida del contratista, la Administración podrá acordar la continuación del contrato con sus herederos o sucesores, salvo disposición expresa en contrario de la legislación específica del servicio.
2. Por razones de interés público la Administración podrá acordar el rescate del servicio para gestionarlo directamente.

Artículo 288. *Efectos de la resolución.*

1. En los supuestos de resolución, la Administración abonará, en todo caso, al contratista el precio de las obras e instalaciones que, ejecutadas por éste, hayan de pasar a propiedad de aquélla, teniendo en cuenta su estado y el tiempo que restare para la reversión.
2. Con independencia de lo dispuesto en el artículo 225, el incumplimiento por parte de la Administración o del contratista de las obligaciones del contrato producirá los efectos que según las disposiciones específicas del servicio puedan afectar a estos contratos.
3. En el supuesto de la letra a) del artículo 286, el contratista tendrá derecho al abono del interés de demora previsto en la Ley por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en operaciones comerciales de las cantidades debidas o valores económicos convenidos, a partir del vencimiento del plazo previsto para su entrega, así como de los daños y perjuicios sufridos.
4. En los supuestos de las letras b), c) y d) del artículo 286, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 1 de este artículo, la Administración indemnizará al contratista de los daños y perjuicios que se le irroguen, incluidos los beneficios futuros que deje de percibir, atendiendo a los resultados de la explotación en el último quinquenio y a la pérdida del valor de las obras e instalaciones que no hayan de revertir a aquélla, habida cuenta de su grado de amortización.

*Sección 6.ª Subcontratación del contrato de gestión de servicios públicos*

Artículo 289. *Subcontratación.*

En el contrato de gestión de servicios públicos, la subcontratación sólo podrá recaer sobre prestaciones accesorias.

## CAPÍTULO IV

## Contrato de suministro

*Sección 1.ª Regulación de determinados contratos de suministro*

Artículo 290. *Arrendamiento.*

1. En el contrato de arrendamiento, el arrendador o empresario asumirá durante el plazo de vigencia del contrato la obligación del mantenimiento del objeto del mismo. Las cantidades que, en su caso, deba satisfacer la Administración en concepto de canon de mantenimiento se fijarán separadamente de las constitutivas del precio del arriendo.

cve: BOE-A-2011-17887

2. En el contrato de arrendamiento no se admitirá la prórroga tácita y la prórroga expresa no podrá extenderse a un período superior a la mitad del contrato inmediatamente anterior.

Artículo 291. *Contratos de fabricación y aplicación de normas y usos vigentes en comercio internacional.*

1. A los contratos de fabricación, a los que se refiere la letra c) del apartado 3 del artículo 9, se les aplicarán directamente las normas generales y especiales del contrato de obras que el órgano de contratación determine en el correspondiente pliego de cláusulas administrativas particulares, salvo las relativas a su publicidad que se acomodarán, en todo caso, al contrato de suministro.

2. Los contratos que se celebren con empresas extranjeras, cuando su objeto se fabrique o proceda de fuera del territorio nacional y los de suministro que, con estas empresas, celebre el Ministerio de Defensa y que deban ser ejecutados fuera del territorio nacional, se regirán por la presente Ley, sin perjuicio de lo que se convenga entre las partes de acuerdo con las normas y usos vigentes en el comercio internacional.

*Sección 2.ª Ejecución del contrato de suministro*

Artículo 292. *Entrega y recepción.*

1. El contratista estará obligado a entregar los bienes objeto de suministro en el tiempo y lugar fijados en el contrato y de conformidad con las prescripciones técnicas y cláusulas administrativas.

2. Cualquiera que sea el tipo de suministro, el adjudicatario no tendrá derecho a indemnización por causa de pérdidas, averías o perjuicios ocasionados en los bienes antes de su entrega a la Administración, salvo que ésta hubiere incurrido en mora al recibirlos.

3. Cuando el acto formal de la recepción de los bienes, de acuerdo con las condiciones del pliego, sea posterior a su entrega, la Administración será responsable de la custodia de los mismos durante el tiempo que medie entre una y otra.

4. Una vez recibidos de conformidad por la Administración bienes o productos perecederos, será ésta responsable de su gestión, uso o caducidad, sin perjuicio de la responsabilidad del suministrador por los vicios o defectos ocultos de los mismos.

Artículo 293. *Pago del precio.*

El adjudicatario tendrá derecho al abono del precio de los suministros efectivamente entregados y formalmente recibidos por la Administración con arreglo a las condiciones establecidas en el contrato.

Artículo 294. *Pago en metálico y en otros bienes.*

1. Cuando razones técnicas o económicas debidamente justificadas en el expediente lo aconsejen, podrá establecerse en el pliego de cláusulas administrativas particulares que el pago del precio total de los bienes a suministrar consista parte en dinero y parte en la entrega de otros bienes de la misma clase, sin que, en ningún caso, el importe de éstos pueda superar el 50 por 100 del precio total. A estos efectos, el compromiso de gasto correspondiente se limitará al importe que, del precio total del contrato, no se satisfaga mediante la entrega de bienes al contratista, sin que tenga aplicación lo dispuesto en el artículo 27.4 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria, en el apartado 3 del artículo 165 de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, aprobada por Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, o en análogas regulaciones contenidas en las normas presupuestarias de las distintas Administraciones públicas sujetas a esta Ley.

cve: BOE-A-2011-17887

2. La entrega de los bienes por la Administración se acordará por el órgano de contratación, por el mismo procedimiento que se siga para la adjudicación del contrato de suministro, implicando dicho acuerdo por sí solo la baja en el inventario y, en su caso, la desafectación de los bienes de que se trate.

3. En este supuesto el importe que del precio total del suministro corresponda a los bienes entregados por la Administración será un elemento económico a valorar para la adjudicación del contrato y deberá consignarse expresamente por los empresarios en sus ofertas.

4. El contenido de este artículo será de aplicación a los contratos de servicios para la gestión de los sistemas de información, los de servicios de telecomunicación y los contratos de mantenimiento de estos sistemas, suministros de equipos y terminales y adaptaciones necesarias como cableado, canalizaciones y otras análogas, siempre que vayan asociadas a la prestación de estos servicios y se contraten conjuntamente con ellos,, entendiéndose que los bienes a entregar, en su caso, por la Administración han de ser bienes y equipos informáticos y de telecomunicaciones.

Artículo 295. *Facultades de la Administración en el proceso de fabricación.*

La Administración tiene la facultad de inspeccionar y de ser informada del proceso de fabricación o elaboración del producto que haya de ser entregado como consecuencia del contrato, pudiendo ordenar o realizar por sí misma análisis, ensayos y pruebas de los materiales que se vayan a emplear, establecer sistemas de control de calidad y dictar cuantas disposiciones estime oportunas para el estricto cumplimiento de lo convenido.

*Sección 3.ª Modificación del contrato de suministro*

Artículo 296. *Modificación del contrato de suministro.*

Cuando como consecuencia de las modificaciones del contrato de suministro acordadas conforme a lo establecido en el artículo 219 y en el título V del libro I, se produzca aumento, reducción o supresión de las unidades de bienes que integran el suministro o la sustitución de unos bienes por otros, siempre que los mismos estén comprendidos en el contrato, estas modificaciones serán obligatorias para el contratista, sin que tenga derecho alguno en caso de supresión o reducción de unidades o clases de bienes a reclamar indemnización por dichas causas.

*Sección 4.ª Cumplimiento del contrato de suministro*

Artículo 297. *Gastos de entrega y recepción.*

1. Salvo pacto en contrario, los gastos de la entrega y transporte de los bienes objeto del suministro al lugar convenido serán de cuenta del contratista.

2. Si los bienes no se hallan en estado de ser recibidos se hará constar así en el acta de recepción y se darán las instrucciones precisas al contratista para que subsane los defectos observados o proceda a un nuevo suministro de conformidad con lo pactado.

Artículo 298. *Vicios o defectos durante el plazo de garantía.*

1. Si durante el plazo de garantía se acreditase la existencia de vicios o defectos en los bienes suministrados tendrá derecho la Administración a reclamar del contratista la reposición de los que resulten inadecuados o la reparación de los mismos si fuese suficiente.

2. Durante este plazo de garantía tendrá derecho el contratista a conocer y ser oído sobre la aplicación de los bienes suministrados.

3. Si el órgano de contratación estimase, durante el plazo de garantía, que los bienes suministrados no son aptos para el fin pretendido, como consecuencia de los

cve: BOE-A-2011-17887

vicios o defectos observados en ellos e imputables al contratista y exista la presunción de que la reposición o reparación de dichos bienes no serán bastantes para lograr aquel fin, podrá, antes de expirar dicho plazo, rechazar los bienes dejándolos de cuenta del contratista y quedando exento de la obligación de pago o teniendo derecho, en su caso, a la recuperación del precio satisfecho.

4. Terminado el plazo de garantía sin que la Administración haya formalizado alguno de los reparos o la denuncia a que se refieren los apartados 1 y 3 de este artículo, el contratista quedará exento de responsabilidad por razón de los bienes suministrados.

*Sección 5.ª Resolución del contrato de suministro*

Artículo 299. *Causas de resolución.*

Son causas de resolución del contrato de suministro, además de las señaladas en el artículo 223, las siguientes:

a) La suspensión, por causa imputable a la Administración, de la iniciación del suministro por plazo superior a seis meses a partir de la fecha señalada en el contrato para la entrega, salvo que en el pliego se señale otro menor.

b) El desistimiento o la suspensión del suministro por un plazo superior al año acordada por la Administración, salvo que en el pliego se señale otro menor.

Artículo 300. *Efectos de la resolución.*

1. La resolución del contrato dará lugar a la recíproca devolución de los bienes y del importe de los pagos realizados, y, cuando no fuera posible o conveniente para la Administración, habrá de abonar ésta el precio de los efectivamente entregados y recibidos de conformidad.

2. En el supuesto de suspensión de la iniciación del suministro por tiempo superior a seis meses, sólo tendrá derecho el contratista a percibir una indemnización del 3 por 100 del precio de la adjudicación.

3. En el caso de desistimiento o de suspensión del suministro por plazo superior a un año por parte de la Administración, el contratista tendrá derecho al 6 por 100 del precio de las entregas dejadas de realizar en concepto de beneficio industrial.

CAPÍTULO V

**Contratos de servicios**

*Sección 1.ª Disposiciones generales*

Artículo 301. *Contenido y límites.*

1. No podrán ser objeto de estos contratos los servicios que impliquen ejercicio de la autoridad inherente a los poderes públicos.

2. Salvo que se disponga otra cosa en los pliegos de cláusulas administrativas o en el documento contractual, los contratos de servicios que tengan por objeto el desarrollo y la puesta a disposición de productos protegidos por un derecho de propiedad intelectual o industrial llevarán aparejada la cesión de éste a la Administración contratante. En todo caso, y aun cuando se excluya la cesión de los derechos de propiedad intelectual, el órgano de contratación podrá siempre autorizar el uso del correspondiente producto a los entes, organismos y entidades pertenecientes al sector público a que se refiere el artículo 3.1.

3. Los contratos de servicios que celebre el Ministerio de Defensa con empresas extranjeras y que deban ser ejecutados fuera del territorio nacional, se regirán por la

cve: BOE-A-2011-17887

presente Ley, sin perjuicio de lo que se convenga entre las partes de acuerdo con las normas y usos vigentes en el comercio internacional.

4. A la extinción de los contratos de servicios, no podrá producirse en ningún caso la consolidación de las personas que hayan realizado los trabajos objeto del contrato como personal del ente, organismo o entidad del sector público contratante.

Artículo 302. *Determinación del precio.*

En el pliego de cláusulas administrativas se establecerá el sistema de determinación del precio de los contratos de servicios, que podrá estar referido a componentes de la prestación, unidades de ejecución o unidades de tiempo, o fijarse en un tanto alzado cuando no sea posible o conveniente su descomposición, o resultar de la aplicación de honorarios por tarifas o de una combinación de varias de estas modalidades.

Artículo 303. *Duración.*

1. Los contratos de servicios no podrán tener un plazo de vigencia superior a cuatro años con las condiciones y límites establecidos en las respectivas normas presupuestarias de las Administraciones Públicas, si bien podrá preverse en el mismo contrato su prórroga por mutuo acuerdo de las partes antes de la finalización de aquél, siempre que la duración total del contrato, incluidas las prórrogas, no exceda de seis años, y que las prórrogas no superen, aislada o conjuntamente, el plazo fijado originariamente. La celebración de contratos de servicios de duración superior a la señalada podrá ser autorizada excepcionalmente por el Consejo de Ministros o por el órgano autonómico competente de forma singular, para contratos determinados, o de forma genérica, para ciertas categorías.

2. No obstante lo dispuesto anteriormente, los contratos regulados en este Título que sean complementarios de contratos de obras o de suministro podrán tener un plazo superior de vigencia que, en ningún caso, excederá del plazo de duración del contrato principal, salvo en los contratos que comprenden trabajos relacionados con la liquidación del contrato principal, cuyo plazo final excederá al del mismo en el tiempo necesario para realizarlos. La iniciación del contrato complementario a que se refiere este apartado quedará en suspenso, salvo causa justificada derivada de su objeto y contenido, hasta que comience la ejecución del correspondiente contrato de obras.

Solamente tendrán el concepto de contratos complementarios aquellos cuyo objeto se considere necesario para la correcta realización de la prestación o prestaciones objeto del contrato principal.

3. Los contratos para la defensa jurídica y judicial de la Administración tendrán la duración precisa para atender adecuadamente sus necesidades.

4. Los contratos de servicios que tengan por objeto la asistencia a la dirección de obra o la gestión integrada de proyectos tendrán una duración igual a la del contrato de obras al que están vinculados más el plazo estimado para proceder a la liquidación de las obras.

Artículo 304. *Régimen de contratación para actividades docentes.*

1. En los contratos regulados en este Título que tengan por objeto la prestación de actividades docentes en centros del sector público desarrolladas en forma de cursos de formación o perfeccionamiento del personal al servicio de la Administración o cuando se trate de seminarios, coloquios, mesas redondas, conferencias, colaboraciones o cualquier otro tipo similar de actividad, siempre que dichas actividades sean realizadas por personas físicas, las disposiciones de esta Ley no serán de aplicación a la preparación y adjudicación del contrato.

2. En esta clase de contratos podrá establecerse el pago parcial anticipado, previa constitución de garantía por parte del contratista, sin que pueda autorizarse su cesión.

3. Para acreditar la existencia de los contratos a que se refiere este artículo, bastará la designación o nombramiento por autoridad competente.

cve: BOE-A-2011-17887

*Sección 2.ª Ejecución de los contratos de servicios*

Artículo 305. *Ejecución y responsabilidad del contratista.*

1. El contrato se ejecutará con sujeción a lo establecido en su clausulado y en los pliegos, y de acuerdo con las instrucciones que para su interpretación diere al contratista el órgano de contratación.
2. El contratista será responsable de la calidad técnica de los trabajos que desarrolle y de las prestaciones y servicios realizados, así como de las consecuencias que se deduzcan para la Administración o para terceros de las omisiones, errores, métodos inadecuados o conclusiones incorrectas en la ejecución del contrato.

*Sección 3.ª Modificación de los contratos de servicios de mantenimiento*

Artículo 306. *Modificación de estos contratos.*

Cuando como consecuencia de modificaciones del contrato de servicios de mantenimiento acordadas conforme a lo establecido en el artículo 219 y en el título V del libro I, se produzca aumento, reducción o supresión de equipos a mantener o la sustitución de unos equipos por otros, siempre que los mismos estén contenidos en el contrato, estas modificaciones serán obligatorias para el contratista, sin que tenga derecho alguno, en caso de supresión o reducción de unidades o clases de equipos, a reclamar indemnización por dichas causas.

*Sección 4.ª Cumplimiento de los contratos de servicios*

Artículo 307. *Cumplimiento de los contratos.*

1. La Administración determinará si la prestación realizada por el contratista se ajusta a las prescripciones establecidas para su ejecución y cumplimiento, requiriendo, en su caso, la realización de las prestaciones contratadas y la subsanación de los defectos observados con ocasión de su recepción. Si los trabajos efectuados no se adecuan a la prestación contratada, como consecuencia de vicios o defectos imputables al contratista, podrá rechazar la misma quedando exento de la obligación de pago o teniendo derecho, en su caso, a la recuperación del precio satisfecho.
2. Si durante el plazo de garantía se acreditase la existencia de vicios o defectos en los trabajos efectuados el órgano de contratación tendrá derecho a reclamar al contratista la subsanación de los mismos.
3. Terminado el plazo de garantía sin que la Administración haya formalizado alguno de los reparos o la denuncia a que se refieren los apartados anteriores, el contratista quedará exento de responsabilidad por razón de la prestación efectuada, sin perjuicio de lo establecido en los artículos 310, 311 y 312 sobre subsanación de errores y responsabilidad en los contratos que tengan por objeto la elaboración de proyectos de obras.
4. El contratista tendrá derecho a conocer y ser oído sobre las observaciones que se formulen en relación con el cumplimiento de la prestación contratada.

*Sección 5.ª Resolución de los contratos de servicios*

Artículo 308. *Causas de resolución.*

Son causas de resolución de los contratos de servicios, además de las señaladas en el artículo 223, las siguientes:

a) La suspensión por causa imputable a la Administración de la iniciación del contrato por plazo superior a seis meses a partir de la fecha señalada en el mismo para su comienzo, salvo que en el pliego se señale otro menor.

cve: BOE-A-2011-17887

b) El desistimiento o la suspensión del contrato por plazo superior a un año acordada por la Administración, salvo que en el pliego se señale otro menor.

c) Los contratos complementarios a que se refiere el artículo 303.2 quedarán resueltos, en todo caso, cuando se resuelva el contrato principal.

Artículo 309. *Efectos de la resolución.*

1. La resolución del contrato dará derecho al contratista, en todo caso, a percibir el precio de los estudios, informes, proyectos, trabajos o servicios que efectivamente hubiese realizado con arreglo al contrato y que hubiesen sido recibidos por la Administración.

2. En el supuesto de suspensión de la iniciación del contrato por tiempo superior a seis meses, el contratista sólo tendrá derecho a percibir una indemnización del 5 por 100 del precio de aquél.

3. En el caso de la letra b) del artículo anterior el contratista tendrá derecho al 10 por 100 del precio de los estudios, informes, proyectos o trabajos pendientes de realizar en concepto de beneficio dejado de obtener.

*Sección 6.ª De la subsanación de errores y responsabilidades en el contrato de elaboración de proyectos de obras*

Artículo 310. *Subsanación de errores y corrección de deficiencias.*

1. Cuando el contrato de servicios consista en la elaboración íntegra de un proyecto de obra, el órgano de contratación exigirá la subsanación por el contratista de los defectos, insuficiencias técnicas, errores materiales, omisiones e infracciones de preceptos legales o reglamentarios que le sean imputables, otorgándole al efecto el correspondiente plazo que no podrá exceder de dos meses.

2. Si transcurrido este plazo las deficiencias no hubiesen sido corregidas, la Administración podrá, atendiendo a las circunstancias concurrentes, optar por la resolución del contrato o por conceder un nuevo plazo al contratista.

3. En el primer caso procederá la incautación de la garantía y el contratista incurrirá en la obligación de abonar a la Administración una indemnización equivalente al 25 por 100 del precio del contrato.

4. En el segundo caso el nuevo plazo concedido para subsanar las deficiencias no corregidas será de un mes improrrogable, incurriendo el contratista en una penalidad equivalente al 25 por 100 del precio del contrato.

5. De producirse un nuevo incumplimiento procederá la resolución del contrato con obligación por parte del contratista de abonar a la Administración una indemnización igual al precio pactado con pérdida de la garantía.

6. Cuando el contratista, en cualquier momento antes de la concesión del último plazo, renunciare a la realización del proyecto deberá abonar a la Administración una indemnización igual a la mitad del precio del contrato con pérdida de la garantía.

Artículo 311. *Indemnizaciones.*

1. Para los casos en que el presupuesto de ejecución de la obra prevista en el proyecto se desviare en más de un 20 por 100, tanto por exceso como por defecto, del coste real de la misma como consecuencia de errores u omisiones imputables al contratista consultor, la Administración podrá establecer, en el pliego de cláusulas administrativas particulares, un sistema de indemnizaciones consistente en una minoración del precio del contrato de elaboración del proyecto, en función del porcentaje de desviación, hasta un máximo equivalente a la mitad de aquél.

2. El baremo de indemnizaciones será el siguiente:

a) En el supuesto de que la desviación sea de más del 20 por 100 y menos del 30 por 100, la indemnización correspondiente será del 30 por 100 del precio del contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

b) En el supuesto de que la desviación sea de más del 30 por 100 y menos del 40 por 100, la indemnización correspondiente será del 40 por 100 del precio del contrato.

c) En el supuesto de que la desviación sea de más del 40 por 100, la indemnización correspondiente será del 50 por 100 del precio del contrato.

3. El contratista deberá abonar el importe de dicha indemnización en el plazo de un mes a partir de la notificación de la resolución correspondiente, que se adoptará, previa tramitación de expediente con audiencia del interesado.

Artículo 312. *Responsabilidad por defectos o errores del proyecto.*

1. Con independencia de lo previsto en los artículos anteriores, el contratista responderá de los daños y perjuicios que durante la ejecución o explotación de las obras se causen tanto a la Administración como a terceros, por defectos e insuficiencias técnicas del proyecto o por los errores materiales, omisiones e infracciones de preceptos legales o reglamentarios en que el mismo haya incurrido, imputables a aquél.

2. La indemnización derivada de la responsabilidad exigible al contratista alcanzará el 50 por 100 del importe de los daños y perjuicios causados, hasta un límite máximo de cinco veces el precio pactado por el proyecto y será exigible dentro del término de diez años, contados desde la recepción del mismo por la Administración, siendo a cargo de esta última, en su caso, el resto de dicha indemnización cuando deba ser satisfecha a terceros.

## CAPÍTULO VI

## Contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado

Artículo 313. *Régimen jurídico.*

Los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado se regirán por las normas generales contenidas en el Título I del presente Libro y por las especiales correspondientes al contrato típico cuyo objeto se corresponda con la prestación principal de aquél, identificada conforme a lo dispuesto en el artículo 136.a), en lo que no se opongan a su naturaleza, funcionalidad y contenido peculiar conforme al artículo 11.

Estas normas delimitarán los deberes y derechos de las partes y las prerrogativas de la Administración.

Artículo 314. *Duración.*

La duración de los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado no podrá exceder de 20 años. No obstante, cuando por razón de la prestación principal que constituye su objeto y de su configuración, el régimen aplicable sea el propio de los contratos de concesión de obra pública, se estará a lo dispuesto en el artículo 268 sobre la duración de éstos.

Artículo 315. *Financiación..*

1. La financiación de los colaboradores privados en los contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado, en los supuestos en que por razón del objeto tengan naturaleza de concesión de obra pública, se llevará a cabo en las condiciones y términos previstos para este último contrato.

2. La regulación de la financiación de los adjudicatarios de contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado en los supuestos no previstos en el apartado anterior se regirá por las siguientes normas:

a) Cuando se determine el régimen de remuneración del contratista, con el alcance previsto en artículo 136, letras d), e) y f) de esta Ley, podrán establecerse previsiones

cve: BOE-A-2011-17887

sobre las garantías que conforme a lo previsto en las disposiciones reguladoras de la financiación privada de las concesiones de obras públicas puede obtener el contratista para la captación de la financiación necesaria para la ejecución de contrato.

b) El contrato preverá un régimen de notificación por el contratista de las operaciones financieras que concierte para la financiación del contrato.

En el caso de que proceda la resolución del contrato, el órgano de contratación, antes de acordar ésta, dará audiencia a los acreedores por si éstos ofrecen subrogarse en el cumplimiento del contrato, directamente o a través de una entidad participada, en condiciones que se consideren compatibles con su buen fin, siempre que reúnan los requisitos exigidos al adjudicatario.

c) Cuando la ejecución del contrato lleve aparejados costes de inversión iniciales y se prevea que las obras o equipamientos que se generen vayan a incorporarse al patrimonio de la entidad contratante al concluir o resolverse el contrato, podrá establecerse que, cuando proceda la resolución del contrato, la entidad contratante pueda poner a disposición de los acreedores una cantidad no superior al 80 por ciento del coste real de las inversiones realmente ejecutadas detrayendo esta cantidad de la liquidación del contrato.

## LIBRO V

## Organización administrativa para la gestión de la contratación

## TÍTULO I

## Órganos competentes en materia de contratación

### CAPÍTULO I

### Órganos de contratación

Artículo 316. *Órganos de contratación.*

1. Los Ministros y los Secretarios de Estado son los órganos de contratación de la Administración General del Estado y, en consecuencia, están facultados para celebrar en su nombre los contratos en el ámbito de su competencia.

En los departamentos ministeriales en los que existan varios órganos de contratación, la competencia para celebrar los contratos de suministro y de servicios que afecten al ámbito de más de uno de ellos corresponderá al Ministro, salvo en los casos en que la misma se atribuya a la Junta de Contratación.

2. Los Presidentes o Directores de los organismos autónomos, Agencias Estatales, entidades públicas empresariales y demás entidades públicas estatales y los Directores generales de las distintas entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social, son los órganos de contratación de unos y otros, a falta de disposición específica sobre el particular, recogida en las correspondientes normas de creación o reguladoras del funcionamiento de esas entidades.

3. El Director General del Patrimonio del Estado es el órgano de contratación del sistema estatal de contratación centralizada regulado en los artículos 206 y 207.

4. En los departamentos ministeriales y en los organismos autónomos, Agencias Estatales, entidades públicas empresariales y demás entidades de derecho público estatales, así como en las entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social, podrán constituirse Juntas de Contratación, que actuarán como órganos de contratación, con los límites cuantitativos o referentes a las características de los contratos que determine el titular del departamento, en los siguientes contratos:

a) Contratos de obras comprendidas en los párrafos b) y c) del apartado 1 del artículo 122, salvo que las mismas hayan sido declaradas de contratación centralizada.

cve: BOE-A-2011-17887

b) Contratos de suministro que se refieran a bienes consumibles o de fácil deterioro por el uso, salvo los relativos a bienes declarados de adquisición centralizada.

c) Contratos de servicios no declarados de contratación centralizada.

d) Contratos de suministro y de servicios, distintos de los atribuidos a la competencia de la Junta con arreglo a las dos letras anteriores que afecten a más de un órgano de contratación, exceptuando los que tengan por objeto bienes o servicios de contratación centralizada.

La composición de las Juntas de Contratación se fijará reglamentariamente, debiendo figurar entre sus vocales un funcionario que tenga atribuido, legal o reglamentariamente, el asesoramiento jurídico del órgano de contratación y un interventor.

5. Excepcionalmente, cuando el contrato resulte de interés para varios departamentos ministeriales y, por razones de economía y eficacia, la tramitación del expediente deba efectuarse por un único órgano de contratación, los demás departamentos interesados podrán contribuir a su financiación, en los términos que se establezcan reglamentariamente y con respeto a la normativa presupuestaria, en la forma que se determine en convenios o protocolos de actuación.

6. La capacidad para contratar de los representantes legales de las sociedades y fundaciones del sector público estatal se regirá por lo dispuesto en los estatutos de estas entidades y por las normas de derecho privado que sean en cada caso de aplicación.

Artículo 317. *Autorización para contratar.*

1. Los órganos de contratación de los departamentos ministeriales, organismos autónomos, Agencias Estatales y entidades de derecho público estatales, así como los de las entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social, necesitarán la autorización del Consejo de Ministros para celebrar contratos en los siguientes supuestos:

a) Cuando el valor estimado del contrato, calculado conforme a lo señalado en el artículo 88, sea igual o superior a doce millones de euros.

b) En los contratos de carácter plurianual cuando se modifiquen los porcentajes o el número de anualidades legalmente previstos a los que se refiere el artículo 47 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre.

c) Cuando el pago de los contratos se concierte mediante el sistema de arrendamiento financiero o mediante el sistema de arrendamiento con opción de compra y el número de anualidades supere cuatro años.

2. La autorización del Consejo de Ministros a que se refiere el apartado anterior deberá obtenerse antes de la aprobación del expediente. La aprobación del expediente y la aprobación del gasto corresponderán al órgano de contratación.

3. El Consejo de Ministros podrá reclamar discrecionalmente el conocimiento y autorización de cualquier otro contrato. Igualmente, el órgano de contratación, a través del Ministro correspondiente, podrá elevar un contrato no comprendido en el apartado 1 a la consideración del Consejo de Ministros.

4. Cuando el Consejo de Ministros autorice la celebración del contrato deberá autorizar igualmente su modificación, cuando sea causa de resolución, y la resolución misma, en su caso.

5. Los titulares de los departamentos ministeriales a que se hallen adscritos los organismos autónomos, entidades públicas y las entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social podrán fijar la cuantía a partir de la cual será necesaria su autorización para la celebración de los contratos.

6. En el ámbito del Sector Público Estatal, antes de autorizar un contrato de colaboración entre el sector público y el sector privado, así como un contrato de concesión de obra pública, cuyo valor estimado sea igual o superior a doce millones de euros, será preceptivo y vinculante un informe del Ministerio de Economía y Hacienda que se pronuncie sobre las repercusiones presupuestarias y compromisos financieros que conlleva, así como sobre su incidencia en el cumplimiento del objetivo de estabilidad

cve: BOE-A-2011-17887

presupuestaria, según lo establecido en el Texto Refundido de la Ley General de Estabilidad Presupuestaria, aprobado por Real Decreto Legislativo 2/2007, de 28 de diciembre.

A tal efecto, el órgano de contratación deberá proporcionar información completa acerca de los aspectos financieros y presupuestarios del contrato, incluyendo los mecanismos de captación de financiación y garantías que se prevea utilizar, durante toda la vigencia del mismo, así como, en su caso, el documento de evaluación previa a que se refiere el artículo 134 de esta Ley.

En estos contratos, con carácter previo a la aprobación del expediente de contratación o de la modificación de los mismos, será igualmente necesario recabar el informe del Ministerio de Economía y Hacienda cuando, con independencia de la cuantía del contrato, en su financiación se prevea cualquier forma de ayuda o aportación estatal, o el otorgamiento de préstamos o anticipos.

Artículo 318. *Desconcentración.*

1. Las competencias en materia de contratación podrán ser desconcentradas por Real Decreto acordado en Consejo de Ministros, en cualesquiera órganos, sean o no dependientes del órgano de contratación.

2. En las Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social, las competencias en materia de contratación de sus Directores podrán desconcentrarse en la forma y con los requisitos establecidos en la Ley General de la Seguridad Social, Texto Refundido aprobado por Real Decreto Legislativo 1/1994, de 20 de junio.

Artículo 319. *Abstención y recusación.*

Las autoridades y el personal al servicio de las Administraciones Públicas que intervengan en los procedimientos de contratación deberán abstenerse o podrán ser recusados en los casos y en la forma previstos en los artículos 28 y 29 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

CAPÍTULO II

**Órganos de asistencia**

Artículo 320. *Mesas de contratación.*

1. Salvo en el caso en que la competencia para contratar corresponda a una Junta de Contratación, en los procedimientos abiertos y restringidos y en los procedimientos negociados con publicidad a que se refiere el artículo 177.1, los órganos de contratación de las Administraciones Públicas estarán asistidos por una Mesa de contratación, que será el órgano competente para la valoración de las ofertas. En los procedimientos negociados en que no sea necesario publicar anuncios de licitación, la constitución de la Mesa será potestativa para el órgano de contratación.

2. La Mesa estará constituida por un Presidente, los vocales que se determinen reglamentariamente, y un Secretario.

3. Los miembros de la Mesa serán nombrados por el órgano de contratación.

El Secretario deberá ser designado entre funcionarios o, en su defecto, otro tipo de personal dependiente del órgano de contratación, y entre los vocales deberán figurar necesariamente un funcionario de entre quienes tengan atribuido legal o reglamentariamente el asesoramiento jurídico del órgano de contratación y un interventor, o, a falta de éstos, una persona al servicio del órgano de contratación que tenga atribuidas las funciones correspondientes a su asesoramiento jurídico, y otra que tenga atribuidas las relativas a su control económico-presupuestario.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 321. *Mesa especial del diálogo competitivo.*

1. Para asistir al órgano de contratación en los procedimientos de diálogo competitivo que se sigan por las Administraciones Públicas estatales, se constituirá una Mesa con la composición señalada en el apartado 2 del artículo anterior a la que se incorporarán personas especialmente cualificadas en la materia sobre la que verse el diálogo, designadas por el órgano de contratación. El número de estas personas será igual o superior a un tercio de los componentes de la Mesa y participarán en las deliberaciones con voz y voto.

2. En los expedientes que se tramiten para la celebración de contratos de colaboración entre el sector público y el sector privado, corresponderá a la Mesa especial del diálogo competitivo la elaboración del documento de evaluación previa a que se refiere el artículo 134.

Artículo 322. *Mesa de contratación del sistema estatal de contratación centralizada.*

En sus funciones como órgano de contratación del sistema estatal de contratación centralizada, el Director General del Patrimonio del Estado estará asistido por una Mesa de contratación interdepartamental, cuya composición se determinará reglamentariamente.

Artículo 323. *Jurados de concursos.*

1. En los concursos de proyectos, la Mesa de contratación se constituirá en Jurado de los concursos de proyectos, incorporando a su composición hasta cinco personalidades de notoria competencia en el ámbito relevante, designadas por el órgano de contratación, que puedan contribuir de forma especial a evaluar las propuestas presentadas, y que participarán en las deliberaciones con voz y voto.

2. Los miembros del Jurado deben ser personas físicas independientes de los participantes en el concurso. Cuando se exija a los candidatos poseer una determinada cualificación o experiencia, al menos una tercera parte de los miembros del Jurado deben estar en posesión de la misma u otra equivalente.

## CAPÍTULO III

## Órganos consultivos

Artículo 324. *Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado.*

1. La Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado es el órgano consultivo específico de la Administración General del Estado, de sus organismos autónomos, Agencias y demás entidades públicas estatales, en materia de contratación administrativa. La Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado estará adscrita al Ministerio de Economía y Hacienda, y su composición y régimen jurídico se establecerán reglamentariamente.

2. La Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado podrá promover la adopción de las normas o medidas de carácter general que considere procedentes para la mejora del sistema de contratación en sus aspectos administrativos, técnicos y económicos.

3. La Junta podrá exponer directamente a los órganos de contratación o formular con carácter general las recomendaciones pertinentes, si de los estudios sobre contratación administrativa o de un contrato particular se dedujeran conclusiones de interés para la Administración.

cve: BOE-A-2011-17887

Artículo 325. *Órganos consultivos en materia de contratación de las Comunidades Autónomas.*

Los órganos consultivos en materia de contratación que creen las Comunidades Autónomas ejercerán su competencia en su respectivo ámbito territorial, en relación con la contratación de las Administraciones autonómicas, de los organismos y entidades dependientes o vinculados a las mismas y, de establecerse así en sus normas reguladoras, de las entidades locales incluidas en el mismo, sin perjuicio de las competencias de la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado.

## TÍTULO II

## Registros Oficiales

### CAPÍTULO I

### Registros Oficiales de Licitadores y Empresas Clasificadas

Artículo 326. *Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas del Estado.*

1. El Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas del Estado dependerá del Ministerio de Economía y Hacienda, y su llevanza corresponderá a los órganos de apoyo técnico de la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado.
2. En el Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas del Estado se harán constar los datos relativos a la capacidad de los empresarios que hayan sido clasificados por la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado, así como aquéllos otros que hayan solicitado la inscripción de alguno de los datos mencionados en las letras a) a d) del apartado 1 del artículo 328.

Artículo 327. *Registros Oficiales de licitadores y empresas clasificadas de las Comunidades Autónomas.*

Las Comunidades Autónomas podrán crear sus propios Registros Oficiales de licitadores y empresas clasificadas, en los que se inscribirán las condiciones de aptitud de los empresarios que así lo soliciten, que hayan sido clasificados por ellas, o que hayan incurrido en alguna prohibición de contratar cuya declaración corresponda a las mismas o a las Entidades locales incluidas en su ámbito territorial.

Artículo 328. *Contenido del Registro.*

1. En el Registro podrán constar, para cada empresa inscrita en el mismo, los siguientes datos:

a) Los correspondientes a su personalidad y capacidad de obrar, en el caso de personas jurídicas.
b) Los relativos a la extensión de las facultades de los representantes o apoderados con capacidad para actuar en su nombre y obligarla contractualmente.
c) Los referentes a las autorizaciones o habilitaciones profesionales y a los demás requisitos que resulten necesarios para actuar en su sector de actividad.
d) Los datos relativos a la solvencia económica y financiera, que se reflejarán de forma independiente si el empresario carece de clasificación.
e) La clasificación obtenida conforme a lo dispuesto en los artículos 65 a 71, así como cuantas incidencias se produzcan durante su vigencia; en esta inscripción, y como elemento desagregado de la clasificación, se indicará la solvencia económica y financiera del empresario.
f) Las prohibiciones de contratar que les afecten.

cve: BOE-A-2011-17887

g) Cualesquiera otros datos de interés para la contratación pública que se determinen reglamentariamente.

2. En todo caso, se harán constar en el Registro, las prohibiciones de contratar a que se refiere el apartado 4 del artículo 61.

Artículo 329. *Voluntariedad de la inscripción.*

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en cuanto a la necesidad de inscribir la clasificación obtenida y las prohibiciones de contratar referenciadas en el artículo 61.4, la inscripción en los Registros Oficiales de Licitadores y Empresas Clasificadas es voluntaria para los empresarios, los cuales podrán determinar qué datos de entre los mencionados en el artículo anterior desean que se reflejen en ellos.

2. No obstante, la inscripción de la clasificación obtenida por el empresario requerirá la constancia en el Registro de las circunstancias mencionadas en las letras a) y c) del apartado 1 del artículo anterior. De igual modo, la inscripción de los datos a que se refieren las letras b), c) y d) del mismo apartado no podrá hacerse sin que consten los que afectan a la personalidad y capacidad de obrar del empresario.

Artículo 330. *Responsabilidad del empresario en relación con la actualización de la información registral.*

Los empresarios inscritos están obligados a poner en conocimiento del Registro cualquier variación que se produzca en los datos reflejados en el mismo, así como la superveniencia de cualquier circunstancia que determine la concurrencia de una prohibición de contratar. La omisión de esta comunicación, mediando dolo culpa o negligencia, hará incurrir al empresario en la circunstancia prevista en la letra e) del apartado 1 del artículo 60.

Artículo 331. *Publicidad.*

El Registro será público para todos los que tengan interés legítimo en conocer su contenido. El acceso al mismo se regirá por lo dispuesto en el artículo 37 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y en las normas que desarrollen o complementen este precepto.

Artículo 332. *Colaboración entre Registros.*

El Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas del Estado y los Registros Oficiales de Empresas Clasificadas de las Comunidades Autónomas, en el desarrollo de su actividad y en sus relaciones recíprocas, facilitarán a las otras Administraciones la información que éstas precisen sobre el contenido de los respectivos Registros.

## CAPÍTULO II

## Registro de Contratos del Sector Público

Artículo 333. *Registro de Contratos del Sector Público.*

1. El Ministerio de Economía y Hacienda creará y mantendrá un Registro de Contratos, en el que se inscribirán los datos básicos de los contratos adjudicados por las distintas administraciones públicas y demás entidades del sector público sujetos a esta Ley.

2. El Registro de Contratos del Sector Público constituye el sistema oficial central de información sobre la contratación pública en España y, como tal, el soporte para el conocimiento, análisis e investigación de la contratación pública, para la estadística en materia de contratos públicos, para el cumplimiento de las obligaciones internacionales de España en materia de información sobre la contratación pública, para las

cve: BOE-A-2011-17887

comunicaciones de los datos sobre contratos a otros órganos de la Administración que estén legalmente previstas y, en general, para la difusión pública de dicha información, de conformidad con el principio de transparencia.

El Registro constituirá el instrumento de los poderes públicos para la revisión y mejora continuas de los procedimientos y prácticas de la contratación pública, el análisis de la calidad, fiabilidad y eficiencia de sus proveedores, y la supervisión de la competencia y transparencia en los mercados públicos.

3. Los órganos de contratación de todas las Administraciones públicas y demás entidades incluidas en el ámbito de aplicación de esta Ley comunicarán al Registro de Contratos del Sector Público, para su inscripción, los datos básicos de los contratos adjudicados, así como, en su caso, sus modificaciones, prórrogas, variaciones de plazos o de precio, su importe final y extinción. El contenido de dichas comunicaciones y el plazo para efectuarlas se establecerán reglamentariamente.

4. Las comunicaciones de datos de contratos al Registro de Contratos del Sector Público se efectuarán por medios electrónicos, informáticos o telemáticos, en la forma que determine el Ministro de Economía y Hacienda de conformidad con las Comunidades Autónomas.

5. El Registro de Contratos del Sector Público facilitará el acceso a sus datos de modo telemático a los órganos de la Administración que los precisen para el ejercicio de sus competencias legalmente atribuidas, y en particular a los órganos competentes en materia de fiscalización del gasto o inspección de tributos, en la forma en que reglamentariamente se determine.

Asimismo, y con las limitaciones que imponen las normas sobre protección de datos de carácter personal, facilitará el acceso público a los datos que no tengan el carácter de confidenciales y que no hayan sido previamente publicados de modo telemático y a través de Internet.

6. En los casos de Administraciones Públicas que dispongan de Registros de Contratos análogos en su ámbito de competencias, la comunicación de datos a que se refiere el apartado 3 podrá ser sustituida por comunicaciones entre los respectivos Registros de Contratos. El Ministerio de Economía y Hacienda determinará reglamentariamente las especificaciones y requisitos para la sincronización de datos entre el Registro de Contratos del Sector Público y los demás Registros de Contratos.

7. Al objeto de garantizar la identificación única y precisa de cada contrato, las Administraciones y entidades comunicantes asignarán a cada uno de ellos un código identificador, que será único en su ámbito de competencias. El Ministerio de Economía y Hacienda determinará las reglas de asignación de dichos identificadores únicos que resulten necesarios para asegurar la identificación unívoca de cada contrato dentro del Registro de Contratos del Sector Público, así como para su coordinación con los demás Registros de Contratos.

8. El Gobierno elevará anualmente a las Cortes Generales un informe sobre la contratación pública en España, a partir de los datos y análisis proporcionados por el Registro de Contratos del Sector Público.

## TÍTULO III

## Gestión de la publicidad contractual por medios electrónicos, informáticos y telemáticos

### CAPÍTULO ÚNICO

### Plataforma de Contratación del Estado

Artículo 334. *Plataforma de Contratación del Estado.*

1. La Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado, a través de sus órganos de apoyo técnico, pondrá a disposición de todos los órganos de contratación del

cve: BOE-A-2011-17887

sector público una plataforma electrónica que permita dar publicidad a través de internet a las convocatorias de licitaciones y sus resultados y a cuanta información consideren relevante relativa a los contratos que celebren, así como prestar otros servicios complementarios asociados al tratamiento informático de estos datos. En todo caso, los perfiles de contratante de los órganos de contratación del sector público estatal deberán integrarse en esta plataforma, gestionándose y difundiéndose exclusivamente a través de la misma. En las sedes electrónicas de estos órganos se incluirá un enlace a su perfil del contratante situado en la Plataforma de Contratación del Estado.

2. La plataforma deberá contar con un dispositivo que permita acreditar fehacientemente el inicio de la difusión pública de la información que se incluya en la misma.

3. La publicación de anuncios y otra información relativa a los contratos en la plataforma surtirá los efectos previstos en la Ley.

4. El acceso de los interesados a la plataforma de contratación se efectuará a través de un portal único. Reglamentariamente se definirán las modalidades de conexión de la Plataforma de Contratación con el portal del «Boletín Oficial del Estado».

5. La Plataforma de Contratación del Estado se interconectará con los servicios de información similares que articulen las Comunidades Autónomas y las Entidades locales en la forma que se determine en los convenios que se concluyan al efecto.

Disposición adicional primera. *Contratación en el extranjero.*

1. Los contratos que se formalicen y ejecuten en el extranjero, sin perjuicio de tener en cuenta los principios de esta Ley para resolver las dudas y lagunas que, en su aplicación, puedan presentarse, se regirán por las siguientes normas:

a) En la Administración General del Estado, la formalización de estos contratos corresponderá al Ministro de Asuntos Exteriores y de Cooperación, que la ejercitará a través de las representaciones diplomáticas o consulares y que podrá delegarla en favor de otros órganos, funcionarios o personas particulares. Sin embargo, en el ámbito del Ministerio de Defensa, la formalización de los mismos corresponderá al titular de este Departamento, que podrá delegar esta competencia y, cuando se trate de contratos necesarios para el cumplimiento de misiones de paz en las que participen las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad españoles, su formalización corresponderá al Ministro del Interior.

En los Organismos autónomos, Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social la formalización de estos contratos corresponde a sus representantes legales o a las personas en quienes los mismos deleguen.

En los demás organismos y entidades sujetos a esta Ley, la formalización de los contratos corresponderá a sus representantes legales.

Los artículos 316 a 319 serán de aplicación en cuanto a la tramitación, autorización en su caso, adjudicación, modificación y resolución de estos contratos.

b) Sin perjuicio de los requisitos de capacidad que puedan exigir las Leyes del Estado en que se celebre el contrato, para empresas de Estados miembros de la Comunidad Europea se estará a lo dispuesto en esta Ley.

c) El pliego de cláusulas administrativas particulares podrá ser sustituido por el propio clausulado del contrato.

d) Sin perjuicio de lo establecido para los contratos menores, los contratos podrán adjudicarse por procedimiento negociado, debiendo conseguirse, siempre que sea posible, al menos tres ofertas de empresas capaces de cumplir los mismos.

e) La formalización se llevará a cabo mediante documento fehaciente, remitiendo los datos de estos contratos al Ministerio de Economía y Hacienda a los efectos previstos en el artículo 333, sin perjuicio de la obligación de la remisión al Tribunal de Cuentas prevista en el artículo 29. En cuanto a los contratos menores se estará a lo dispuesto con carácter general para los mismos en esta Ley.

f) Al adjudicatario se le podrán exigir unas garantías análogas a las previstas en esta Ley para asegurar la ejecución del contrato, siempre que ello sea posible y adecuado

cve: BOE-A-2011-17887

a las condiciones del Estado en que se efectúa la contratación y, en su defecto, las que sean usuales y autorizadas en dicho Estado o resulten conformes con las prácticas comerciales internacionales. Las garantías se constituirán en la Representación Diplomática o Consular correspondiente.

g) El pago del precio se condicionará a la entrega por el contratista de la prestación convenida, salvo que se oponga a ello el derecho o las costumbres del Estado, en cuyo supuesto se deberá exigir garantía que cubra el anticipo, prestada en la forma prevista en la letra f). Excepcionalmente, por resolución motivada del órgano de contratación, y cuando las circunstancias así lo impongan, podrá eximirse de la prestación de esta garantía, siempre que ello sea conforme con las prácticas comerciales internacionales.

h) En estos contratos se procurará incluir estipulaciones tendentes a preservar los intereses de la Administración ante posibles incumplimientos del contratista y a autorizar las modificaciones del contrato que puedan hacerse convenientes.

i) Por el órgano de contratación podrá establecerse en la documentación contractual un régimen de revisión de precios diferente al previsto con carácter general en esta Ley, atendiendo a la legislación del país en que haya de ejecutarse el contrato y a sus circunstancias socioeconómicas. En cualquier caso, el régimen de revisión de precios que se establezca se basará en parámetros objetivos y, a ser posible, públicos o, cuando menos, fácilmente medibles, pudiendo utilizarse a estos efectos los calculados por Organismos Internacionales.

2. En los contratos con empresas españolas se incluirán cláusulas de sumisión a los Tribunales españoles.

3. En los contratos con empresas extranjeras se procurará, cuando las circunstancias lo aconsejen, la incorporación de cláusulas tendentes a resolver las discrepancias que puedan surgir mediante fórmulas sencillas de arbitraje. Igualmente se procurará incluir cláusulas de sumisión a los Tribunales españoles. En estos contratos se podrá transigir previa autorización del Consejo de Ministros o del órgano competente de las Comunidades Autónomas y entidades locales.

4. Las reglas contenidas en este artículo no obstan para que, en los contratos sujetos a regulación armonizada que se formalicen y ejecuten en los restantes Estados miembros de la Unión Europea, deban cumplirse las normas de esta Ley referentes a la publicidad comunitaria y a los procedimientos de adjudicación de los contratos.

5. Los contratos formalizados en el extranjero que deban ejecutarse total o parcialmente en España y que estén vinculados directamente a la realización de programas o proyectos de cooperación en materia cultural o de investigación o de cooperación al desarrollo, podrán adjudicarse por procedimiento negociado sin publicidad y con sujeción a las condiciones libremente pactadas por la Administración con el contratista extranjero, cuando la intervención de éste sea absolutamente indispensable para la ejecución del proyecto o programa, por requerirlo así las condiciones de participación en los programas o proyectos de cooperación, y así se acredite en el expediente.

6. Los documentos contractuales y toda la documentación necesaria para la preparación, adjudicación y ejecución de los contratos deberá estar redactada en castellano, idioma al que, en su caso, deberán traducirse desde el idioma local que corresponda. No obstante, por el órgano de contratación y bajo su responsabilidad podrán aceptarse, sin necesidad de traducción al castellano, los documentos redactados en inglés o en francés, que surtirán los efectos que correspondan. La aceptación de documentos redactados en otras lenguas podrá acordarse singularmente para cada contrato por el órgano de contratación mediante resolución motivada y bajo su responsabilidad. En estos casos, el Ministerio de Asuntos Exteriores y de Cooperación garantizará la disponibilidad de la traducción al castellano de los documentos redactados en lengua extranjera, a efectos de fiscalización del contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición adicional segunda. *Normas específicas de contratación en las Entidades Locales.*

1. Corresponden a los Alcaldes y a los Presidentes de las Entidades locales las competencias como órgano de contratación respecto de los contratos de obras, de suministro, de servicios, de gestión de servicios públicos, los contratos administrativos especiales, y los contratos privados cuando su importe no supere el 10 por 100 de los recursos ordinarios del presupuesto ni, en cualquier caso, la cuantía de seis millones de euros, incluidos los de carácter plurianual cuando su duración no sea superior a cuatro años, siempre que el importe acumulado de todas sus anualidades no supere ni el porcentaje indicado, referido a los recursos ordinarios del presupuesto del primer ejercicio, ni la cuantía señalada.

Asimismo corresponde a los Alcaldes y a los Presidentes de las Entidades locales la adjudicación de concesiones sobre los bienes de las mismas y la adquisición de bienes inmuebles y derechos sujetos a la legislación patrimonial cuando su valor no supere el 10 por 100 de los recursos ordinarios del presupuesto ni el importe de tres millones de euros, así como la enajenación del patrimonio, cuando su valor no supere el porcentaje ni la cuantía indicados.

2. Corresponde al Pleno las competencias como órgano de contratación respecto de los contratos no mencionados en el apartado anterior que celebre la Entidad local.

Asimismo corresponde al Pleno la adjudicación de concesiones sobre los bienes de la Corporación y la adquisición de bienes inmuebles y derechos sujetos a la legislación patrimonial así como la enajenación del patrimonio cuando no estén atribuidas al Alcalde o al Presidente, y de los bienes declarados de valor histórico o artístico cualquiera que sea su valor.

3. En los municipios de gran población a que se refiere el artículo 121 de la Ley 7/1985, de 2 de abril, Reguladora de las Bases del Régimen Local, las competencias que se describen en los apartados anteriores se ejercerán por la Junta de Gobierno Local, cualquiera que sea el importe del contrato o la duración del mismo.

4. En las Entidades locales será potestativa la constitución de Juntas de Contratación que actuarán como órganos de contratación en los contratos de obras que tengan por objeto trabajos de reparación simple, de conservación y de mantenimiento, en los contratos de suministro que se refieran a bienes consumibles o de fácil deterioro por el uso, y en los contratos de servicios cuando su importe no supere el 10 por 100 de los recursos ordinarios de la Entidad, o cuando superen este importe las acciones estén previstas en el presupuesto del ejercicio a que corresponda y se realicen de acuerdo con lo dispuesto en las bases de ejecución de éste.

Corresponde al Pleno acordar la constitución de las Juntas de Contratación y determinar su composición, debiendo formar parte de las mismas necesariamente el Secretario o el titular del órgano que tenga atribuida la función de asesoramiento jurídico de la Corporación, y el Interventor de la misma. Los límites cuantitativos, que podrán ser inferiores a los señalados en el párrafo anterior, o los referentes a las características de los contratos en los que intervendrá la Junta de Contratación como órgano de contratación, se determinarán, en las entidades locales de régimen común, por el Pleno, a propuesta del Alcalde o del Presidente cuando sean, de acuerdo con el apartado 1, el órgano que tenga atribuida la competencia sobre dichos contratos, y por la Junta de Gobierno Local en los municipios de gran población.

En los casos de actuación de las Juntas de Contratación se prescindirá de la intervención de la Mesa de contratación.

5. En los municipios de población inferior a 5.000 habitantes las competencias en materia de contratación podrán ser ejercidas por los órganos que, con carácter de centrales de contratación, se constituyan en la forma prevista en el artículo 204, mediante acuerdos al efecto.

Asimismo podrán concertarse convenios de colaboración en virtud de los cuales se encomiende la gestión del procedimiento de contratación a las Diputaciones provinciales o a las Comunidades Autónomas de carácter uniprovincial.

cve: BOE-A-2011-17887

6. En los municipios de población inferior a 5.000 habitantes la aprobación del gasto será sustituida por una certificación de existencia de crédito que se expedirá por el Secretario Interventor o, en su caso por el Interventor de la Corporación.

7. Corresponde al órgano de contratación la aprobación del expediente y la apertura del procedimiento de adjudicación en los términos que se regulan en el artículo 110.

La aprobación del pliego de cláusulas administrativas particulares irá precedida de los informes del Secretario o, en su caso, del titular del órgano que tenga atribuida la función de asesoramiento jurídico de la Corporación, y del Interventor.

8. Los informes que la Ley asigna a los servicios jurídicos se evacuarán por el Secretario o por el órgano que tenga atribuida la función de asesoramiento jurídico de la Corporación.

Los actos de fiscalización se ejercen por el Interventor de la Entidad local.

9. Cuando se aplique el procedimiento negociado en supuestos de urgencia a que hacen referencia el artículo 170, letra e), deberán incorporarse al expediente los correspondientes informes del Secretario o, en su caso, del titular del órgano que tenga atribuida la función de asesoramiento jurídico de la Corporación, y del Interventor, sobre justificación de la causa de urgencia apreciada.

10. La Mesa de contratación estará presidida por un miembro de la Corporación o un funcionario de la misma, y formarán parte de ella, como vocales, el Secretario o, en su caso, el titular del órgano que tenga atribuida la función de asesoramiento jurídico, y el Interventor, así como aquellos otros que se designen por el órgano de contratación entre el personal funcionario de carrera o personal laboral al servicio de la Corporación, o miembros electos de la misma, sin que su número, en total, sea inferior a tres. Actuará como Secretario un funcionario de la Corporación.

En las entidades locales municipales podrán integrarse en la Mesa personal al servicio de las correspondientes Diputaciones Provinciales o Comunidades Autónomas uniprovinciales.

11. En los municipios de población inferior a 5.000 habitantes, en los contratos de obras cuyo período de ejecución exceda al de un presupuesto anual, podrán redactarse proyectos independientes relativos a cada una de las partes de la obra, siempre que éstas sean susceptibles de utilización separada en el sentido del uso general o del servicio, o puedan ser sustancialmente definidas, y preceda autorización concedida por el Pleno de la Corporación, adoptada con el voto favorable de la mayoría absoluta legal de sus miembros, autorización que no podrá ser objeto de delegación.

12. Serán de aplicación a los contratos de obras las normas sobre supervisión de proyectos establecidas en el artículo 125. La supervisión podrá efectuarse por las oficinas o unidades competentes de la propia entidad contratante o, en el caso de municipios que carezcan de ellas, por las de la correspondiente Diputación provincial.

13. En los contratos que tengan por objeto la adquisición de bienes inmuebles, el importe de la adquisición podrá ser objeto de un aplazamiento de hasta cuatro años, con sujeción a los trámites previstos en la normativa reguladora de las Haciendas Locales para los compromisos de gastos futuros.

14. Para determinar el importe de los contratos regulados en esta disposición a los efectos de determinar la competencia de los diferentes órganos se incluirá en el mismo el importe del Impuesto sobre el Valor Añadido.

Disposición adicional tercera. *Reglas especiales sobre competencia para adquirir equipos y sistemas para el tratamiento de la información y de las comunicaciones.*

No obstante lo señalado en el artículo 207.1, la competencia para adquirir equipos y sistemas para el tratamiento de la información y elementos complementarios o auxiliares que no hayan sido declarados de adquisición centralizada corresponderá al Ministro de Defensa y a los órganos de contratación de las Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social en el ámbito de sus respectivas competencias.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición adicional cuarta. *Contratación con empresas que tengan en su plantilla personas con discapacidad o en situación de exclusión social y con entidades sin ánimo de lucro.*

1. Los órganos de contratación ponderarán en los supuestos que ello sea obligatorio, que los licitadores cumplen lo dispuesto en la Ley 13/1982, de 7 de abril, de integración social de los minusválidos, relativo a la obligación de contar con un dos por ciento de trabajadores con discapacidad o adoptar las medidas alternativas correspondientes.

A tal efecto y en su caso, los pliegos de cláusulas administrativas particulares podrán incorporar en la cláusula relativa a la documentación a aportar por los licitadores, la exigencia de que se aporte un certificado de la empresa en que conste tanto el número global de trabajadores de plantilla como el número particular de trabajadores con discapacidad en la misma, o en el caso de haberse optado por el cumplimiento de las medidas alternativas legalmente previstas, una copia de la declaración de excepcionalidad y una declaración del licitador con las concretas medidas a tal efecto aplicadas.

2. Los órganos de contratación podrán señalar en los pliegos de cláusulas administrativas particulares la preferencia en la adjudicación de los contratos para las proposiciones presentadas por aquellas empresas públicas o privadas que, en el momento de acreditar su solvencia técnica, tengan en su plantilla un número de trabajadores con discapacidad superior al 2 por 100, siempre que dichas proposiciones igualen en sus términos a las más ventajosas desde el punto de vista de los criterios que sirvan de base para la adjudicación.

Si varias empresas licitadoras de las que hubieren empatado en cuanto a la proposición más ventajosa acreditan tener relación laboral con personas con discapacidad en un porcentaje superior al 2 por 100, tendrá preferencia en la adjudicación del contrato el licitador que disponga del mayor porcentaje de trabajadores fijos con discapacidad en su plantilla.

3. Igualmente podrá establecerse la preferencia en la adjudicación de contratos, en igualdad de condiciones con las que sean económicamente más ventajosas, para las proposiciones presentadas por las empresas de inserción reguladas en la Ley 44/2007, de 13 de diciembre, para la regulación del régimen de las empresas de inserción, que cumplan con los requisitos establecidos en dicha normativa para tener esta consideración.

4. En la misma forma y condiciones podrá establecerse tal preferencia en la adjudicación de los contratos relativos a prestaciones de carácter social o asistencial para las proposiciones presentadas por entidades sin ánimo de lucro, con personalidad jurídica, siempre que su finalidad o actividad tenga relación directa con el objeto del contrato, según resulte de sus respectivos estatutos o reglas fundacionales y figuren inscritas en el correspondiente registro oficial. En este supuesto el órgano de contratación podrá requerir de estas entidades la presentación del detalle relativo a la descomposición del precio ofertado en función de sus costes.

5. Los órganos de contratación podrán señalar en los pliegos de cláusulas administrativas particulares la preferencia en la adjudicación de los contratos que tengan como objeto productos en los que exista alternativa de Comercio Justo para las proposiciones presentadas por aquellas entidades reconocidas como Organizaciones de Comercio Justo, siempre que dichas proposiciones igualen en sus términos a las más ventajosas desde el punto de vista de los criterios que sirvan de base para la adjudicación.

Disposición adicional quinta. *Contratos reservados.*

Podrá reservarse la participación en los procedimientos de adjudicación de contratos a Centros Especiales de Empleo, o reservar su ejecución en el marco de programas de empleo protegido, cuando al menos el 70 por 100 de los trabajadores afectados sean personas con discapacidad que, debido a la índole o a la gravedad de sus deficiencias, no puedan ejercer una actividad profesional en condiciones normales. En el anuncio de licitación deberá hacerse referencia a la presente disposición.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición adicional sexta. *Disposiciones aplicables a las Universidades Públicas.*

1. A efectos de lo establecido en el apartado 2 del artículo 68, para los contratos que adjudiquen las Universidades Públicas dependientes de las Comunidades Autónomas, surtirán efecto los acuerdos de clasificación y revisión de clasificaciones adoptados por los correspondientes órganos de la Comunidad Autónoma respectiva.

2. No será exigible la clasificación a las Universidades Públicas para ser adjudicatarias de contratos en los supuestos a que se refiere el apartado 1 del artículo 83 de la Ley Orgánica 6/2001, de 21 de diciembre, de Universidades.

Disposición adicional séptima. *Exención de requisitos para los Organismos Públicos de Investigación en cuanto adjudicatarios de contratos.*

1. Las Agencias Estatales, los Organismos Públicos de Investigación y organismos similares de las Comunidades Autónomas no necesitarán estar clasificados ni acreditar su solvencia económica y financiera y la solvencia técnica para ser adjudicatarios de contratos del sector público.

2. Estas entidades estarán igualmente exentas de constituir garantías, en los casos en que sean exigibles.

Disposición adicional octava. *Contratos celebrados en los sectores del agua, de la energía, de los transportes y de los servicios postales.*

1. La celebración por las Administraciones Públicas de contratos comprendidos en la Ley 31/2007, de 30 de octubre, sobre procedimientos de contratación en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales, se regirá, en todo caso, por la presente Ley,. No obstante, y a los efectos de aplicar la presente Ley a estos contratos, sólo tendrán la consideración de contratos sujetos a regulación armonizada los que, por razón de su naturaleza, objeto, características y cuantía, estén sometidos a la mencionada Ley 31/2007, de 30 de octubre.

2. La celebración por los entes, organismos y entidades del sector público que no tengan el carácter de Administraciones Públicas de contratos comprendidos en la Ley 31/2007, de 30 de octubre, se regirá por esta norma, salvo que una Ley sujete estos contratos al régimen previsto en la presente Ley para las Administraciones Públicas, en cuyo caso se les aplicarán también las normas previstas para los contratos sujetos a regulación armonizada. Los contratos excluidos de la aplicación de la Ley 31/2007, de 30 de octubre, que se celebren en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales por los entes, organismos y entidades mencionados, se regirán por las disposiciones pertinentes de la presente Ley, sin que les sean aplicables, en ningún caso, las normas que en ésta se establecen exclusivamente para los contratos sujetos a regulación armonizada.

Disposición adicional novena. *Normas especiales para la contratación del acceso a bases de datos y la suscripción a publicaciones.*

1. La suscripción a revistas y otras publicaciones, cualquiera que sea su soporte, así como la contratación del acceso a la información contenida en bases de datos especializadas, podrán efectuarse, cualquiera que sea su cuantía siempre que no tengan el carácter de contratos sujetos a regulación armonizada, de acuerdo con las normas establecidas en esta Ley para los contratos menores y con sujeción a las condiciones generales que apliquen los proveedores, incluyendo las referidas a las fórmulas de pago. El abono del precio, en estos casos, se hará en la forma prevenida en las condiciones que rijan estos contratos, siendo admisible el pago con anterioridad a la entrega o realización de la prestación, siempre que ello responda a los usos habituales del mercado.

2. Cuando los contratos a que se refiere el apartado anterior se celebren por medios electrónicos, informáticos o telemáticos, los entes, organismos y entidades del sector

cve: BOE-A-2011-17887

público contratantes tendrán la consideración de consumidores, a los efectos previstos en la legislación de servicios de la sociedad de la información y comercio electrónico.

Disposición adicional décima. *Modificaciones de cuantías, plazos y otras derivadas de los Anexos de directivas comunitarias.*

Se autoriza al Consejo de Ministros para que pueda modificar, mediante Real Decreto, previa audiencia de las Comunidades Autónomas, y de acuerdo con la coyuntura económica, las cuantías que se indican en los artículos de esta Ley. Igualmente, se autoriza al Consejo de Ministros para incorporar a la Ley las oportunas modificaciones derivadas de los Anexos de las directivas comunitarias que regulan la contratación pública.

Disposición adicional undécima. *Actualización de cifras fijadas por la Unión Europea.*

Las cifras que, en lo sucesivo, se fijen por la Comisión Europea sustituirán a las que figuran en el texto de esta Ley. El Ministerio de Economía y Hacienda adoptará las medidas pertinentes para asegurar su publicidad.

Disposición adicional duodécima. *Cómputo de plazos.*

Los plazos establecidos por días en esta Ley se entenderán referidos a días naturales, salvo que en la misma se indique expresamente que sólo deben computarse los días hábiles. No obstante, si el último día del plazo fuera inhábil, éste se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

Disposición adicional decimotercera. *Referencias al Impuesto sobre el Valor Añadido.*

Las referencias al Impuesto sobre el Valor Añadido deberán entenderse realizadas al Impuesto General Indirecto Canario o al Impuesto sobre la Producción, los Servicios y la Importación, en los territorios en que rijan estas figuras impositivas.

Disposición adicional decimocuarta. *Espacio Económico Europeo.*

Las referencias a Estados miembros de la Unión Europea contenidas en esta Ley se entenderá que incluyen a los Estados signatarios del Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo.

Disposición adicional decimoquinta. *Normas relativas a los medios de comunicación utilizables en los procedimientos regulados en esta Ley.*

1. Las comunicaciones e intercambios de información que deban efectuarse en los procedimientos regulados en esta Ley podrán hacerse, de acuerdo con lo que establezcan los órganos de contratación o los órganos a los que corresponda su resolución, por correo, por telefax, o por medios electrónicos, informáticos o telemáticos. Las solicitudes de participación en procedimientos de adjudicación podrán también hacerse por teléfono, en el caso y en la forma previstos en el apartado 4 de esta disposición adicional.
2. Para que puedan declararse admisibles, los medios de comunicación deberán estar disponibles de forma general y, por tanto, de su uso no debe derivarse ninguna restricción al acceso de los empresarios e interesados a los correspondientes procedimientos.
3. Las comunicaciones, los intercambios y el almacenamiento de información se realizarán de modo que se garantice la protección de la integridad de los datos y la confidencialidad de las ofertas y de las solicitudes de participación, así como que el contenido de las ofertas y de las solicitudes de participación no será conocido hasta después de finalizado el plazo para su presentación o hasta el momento fijado para su apertura.

cve: BOE-A-2011-17887

4. Los órganos de contratación podrán admitir la comunicación telefónica para la presentación de solicitudes de participación, en cuyo caso el solicitante que utilice este medio deberá confirmar su solicitud por escrito antes de que expire el plazo fijado para su recepción.

Los órganos de contratación podrán exigir que las solicitudes de participación enviadas por telefax sean confirmadas por correo o por medios electrónicos, informáticos o telemáticos, cuando ello sea necesario para su constancia. Esta exigencia deberá ser recogida en el anuncio de licitación, con indicación del plazo disponible para su cumplimentación.

5. Los medios electrónicos, informáticos y telemáticos utilizables deberán cumplir, además, los requisitos establecidos en la disposición adicional decimosexta.

Disposición adicional decimosexta. *Uso de medios electrónicos, informáticos y telemáticos en los procedimientos regulados en la Ley.*

1. El empleo de medios electrónicos, informáticos y telemáticos en los procedimientos contemplados en esta Ley se ajustará a las normas siguientes:

a) Los medios electrónicos, informáticos y telemáticos utilizables deberán ser no discriminatorios, estar a disposición del público y ser compatibles con las tecnologías de la información y de la comunicación de uso general.

b) La información y las especificaciones técnicas necesarias para la presentación electrónica de las ofertas y solicitudes de participación deberán estar a disposición de todas las partes interesadas, no ser discriminatorios y ser conformes con estándares abiertos, de uso general y amplia implantación.

c) Los programas y aplicaciones necesarios para la presentación electrónica de las ofertas y solicitudes de participación deberán ser de amplio uso, fácil acceso y no discriminatorios, o deberán ponerse a disposición de los interesados por el órgano de contratación.

d) Los sistemas de comunicaciones y para el intercambio y almacenamiento de información deberán poder garantizar de forma razonable, según el estado de la técnica, la integridad de los datos transmitidos y que sólo los órganos competentes, en la fecha señalada para ello, puedan tener acceso a los mismos, o que en caso de quebrantamiento de esta prohibición de acceso, la violación pueda detectarse con claridad. Estos sistemas deberán asimismo ofrecer suficiente seguridad, de acuerdo con el estado de la técnica, frente a los virus informáticos y otro tipo de programas o códigos nocivos, pudiendo establecerse reglamentariamente otras medidas que, respetando los principios de confidencialidad e integridad de las ofertas e igualdad entre los licitadores, se dirijan a minimizar su incidencia en los procedimientos.

e) Las aplicaciones que se utilicen para efectuar las comunicaciones, notificaciones y envíos documentales entre el licitador o contratista y el órgano de contratación deben poder acreditar la fecha y hora de su emisión o recepción, la integridad de su contenido y el remitente y destinatario de las mismas. En especial, estas aplicaciones deben garantizar que se deja constancia de la hora y la fecha exactas de la recepción de las proposiciones o de las solicitudes de participación y de cuanta documentación deba presentarse ante el órgano de contratación.

f) Todos los actos y manifestaciones de voluntad de los órganos administrativos o de las empresas licitadoras o contratistas que tengan efectos jurídicos y se emitan tanto en la fase preparatoria como en las fases de licitación, adjudicación y ejecución del contrato deben ser autenticados mediante una firma electrónica reconocida de acuerdo con la Ley 59/2003, de 19 de diciembre, de Firma Electrónica. Los medios electrónicos, informáticos o telemáticos empleados deben poder garantizar que la firma se ajusta a las disposiciones de esta norma.

g) Los licitadores o los candidatos deberán presentar los documentos, certificados y declaraciones que no estén disponibles en forma electrónica antes de que expire el plazo previsto para la presentación de ofertas o de solicitudes de participación.

cve: BOE-A-2011-17887

h) Las referencias de esta Ley a la presentación de documentos escritos no obstarán a la presentación de los mismos por medios electrónicos. En los procedimientos de adjudicación de contratos, el envío por medios electrónicos de las ofertas podrá hacerse en dos fases, transmitiendo primero la firma electrónica de la oferta, con cuya recepción se considerará efectuada su presentación a todos los efectos, y después la oferta propiamente dicha en un plazo máximo de 24 horas; de no efectuarse esta segunda remisión en el plazo indicado, se considerará que la oferta ha sido retirada. Las copias electrónicas de los documentos que deban incorporarse al expediente, autenticadas con la firma electrónica reconocida del órgano administrativo habilitado para su recepción surtirán iguales efectos y tendrán igual valor que las copias compulsadas de esos documentos.

i) Los formatos de los documentos electrónicos que integran los expedientes de contratación deberán ajustarse a especificaciones públicamente disponibles y de uso no sujeto a restricciones, que garanticen la libre y plena accesibilidad a los mismos por el órgano de contratación, los órganos de fiscalización y control, los órganos jurisdiccionales y los interesados, durante el plazo por el que deba conservarse el expediente. En los procedimientos de adjudicación de contratos, los formatos admisibles deberán indicarse en el anuncio o en los pliegos.

j) Como requisito para la tramitación de procedimientos de adjudicación de contratos por medios electrónicos, los órganos de contratación podrán exigir a los licitadores la previa inscripción en el Registro Oficial de Licitadores y Empresas Clasificadas que corresponda de los datos a que se refieren las letras a) a d) del artículo 328.1.

2. Ajustándose a los requisitos establecidos en el apartado anterior y a los señalados en las normas que regulen con carácter general su uso en el tráfico jurídico, las disposiciones de desarrollo de esta Ley establecerán las condiciones en que podrán utilizarse facturas electrónicas en la contratación del sector público.

3. En cumplimiento del principio de transparencia en la contratación y de eficacia y eficiencia de la actuación administrativa, se fomentará y preferirá el empleo de medios electrónicos, informáticos y telemáticos en los procedimientos contemplados en esta Ley por parte de los licitadores o los candidatos. En todo caso en el ámbito de la Administración General del Estado y los organismos públicos vinculados o dependientes de ésta, dichos medios deberán estar disponibles en relación con la totalidad de los procedimientos de contratación de su competencia.

4. Las comunicaciones entre los órganos competentes para la resolución de los recursos o de las reclamaciones y los órganos de contratación o las Entidades Contratantes, se harán, siempre que sea posible, por medios informáticos, electrónicos o telemáticos.

Las notificaciones a los recurrentes y demás interesados intervinientes en los procedimientos de recurso se harán por los medios establecidos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre. No obstante, cuando el recurrente hubiese admitido las notificaciones por medios informáticos, electrónicos o telemáticos durante la tramitación del procedimiento de adjudicación, en el caso de que hubiese intervenido en él, y, en todo caso, cuando lo solicitara en el escrito de interposición del recurso, las notificaciones se le efectuarán por estos medios.

Disposición adicional decimoséptima. *Sustitución de letrados en las Mesas de contratación.*

Para las Entidades gestoras y Servicios comunes de la Seguridad Social podrán establecerse reglamentariamente los supuestos en que formarán parte de la Mesa de contratación letrados habilitados específicamente para ello en sustitución de quienes tengan atribuido legal o reglamentariamente el asesoramiento jurídico del órgano de contratación.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición adicional decimoctava. *Garantía de accesibilidad para personas con discapacidad.*

En el ámbito de la contratación pública, la determinación de los medios de comunicación admisibles, el diseño de los elementos instrumentales y la implantación de los trámites procedimentales, deberán realizarse teniendo en cuenta criterios de accesibilidad universal y de diseño para todos, tal y como son definidos estos términos en la Ley 51/2003, de 2 de diciembre, de Igualdad de Oportunidades, no Discriminación y Accesibilidad Universal de las Personas con Discapacidad.

Disposición adicional decimonovena. *Responsabilidad de las autoridades y del personal al servicio de las Administraciones Públicas.*

1. La responsabilidad patrimonial de las autoridades y del personal al servicio de las Administraciones Públicas derivada de sus actuaciones en materia de contratación administrativa, tanto por daños causados a particulares como a la propia Administración, se exigirá con arreglo a lo dispuesto en el Título X de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y en el Real Decreto 429/1993, de 26 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento de los procedimientos de las Administraciones Públicas en materia de responsabilidad patrimonial.

2. La infracción o aplicación indebida de los preceptos contenidos en la presente Ley por parte del personal al servicio de las Administraciones Públicas, cuando mediare al menos negligencia grave, constituirá falta muy grave cuya responsabilidad disciplinaria se exigirá conforme a la normativa específica en la materia.

Disposición adicional vigésima. *Conciertos para la prestación de asistencia sanitaria y farmacéutica celebrados por la Mutualidad de Funcionarios Civiles del Estado, la Mutualidad General Judicial y el Instituto Social de las Fuerzas Armadas.*

1. Los conciertos que tengan por objeto la prestación de servicios de asistencia sanitaria y farmacéutica y que, para el desarrollo de su acción protectora, celebren la Mutualidad de Funcionarios Civiles del Estado y el Instituto Social de las Fuerzas Armadas con entidades públicas, entidades aseguradoras, sociedades médicas, colegios farmacéuticos y otras entidades o empresas, cualquiera que sea su importe y modalidad, tendrán la naturaleza de contratos de gestión de servicio público regulándose por la normativa especial de cada mutualidad y, en todo lo no previsto por la misma, por la legislación de contratos del sector público.

2. Los conciertos que la Mutualidad General Judicial celebre para la prestación de servicios de asistencia sanitaria y farmacéutica con entidades públicas, entidades aseguradoras, sociedades médicas, colegios farmacéuticos y otras entidades o empresas, y que sean precisos para el desarrollo de su acción protectora, se convendrán de forma directa entre la Mutualidad y la Entidad correspondiente, previo informe de la Abogacía del Estado del Ministerio de Justicia y de la Intervención Delegada en el Organismo.

Disposición adicional vigésima primera. *Contratos incluidos en los ámbitos de la defensa y de la seguridad.*

La preparación, selección y adjudicación de los contratos comprendidos en el ámbito de aplicación de la Ley 24/2011, de 1 de agosto, de Contratos del Sector Público en los ámbitos de la Defensa y de la Seguridad, así como las normas reguladoras del régimen de la subcontratación establecido en la misma, en primer lugar se regirán por ella y supletoriamente por la presente Ley.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición adicional vigésima segunda. *Régimen de contratación de ciertos Organismos.*

1. El régimen de contratación de la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales, el ente público Puertos del Estado y las Autoridades Portuarias será el establecido en esta Ley para las entidades públicas empresariales.

2. Las instrucciones reguladoras de los procedimientos de contratación de las Autoridades Portuarias y Puertos del Estado serán elaboradas y aprobadas por el Ministro de Fomento, previo informe de la Abogacía del Estado.

3. En los contratos a que se refiere el artículo 16.2 de la Ley 46/2003, de 25 de noviembre, Reguladora del Museo Nacional del Prado, esta entidad aplicará las normas previstas en esta Ley para los contratos de poderes adjudicadores que no tengan el carácter de Administraciones Públicas. Estos contratos no tendrán carácter de contratos administrativos.

Disposición adicional vigésima tercera. *Prácticas contrarias a la libre competencia.*

Los órganos de contratación, la Junta Consultiva de Contratación Administrativa del Estado y los órganos competentes para resolver el recursos especial a que se refiere el artículo 40 de esta Ley notificarán a la Comisión Nacional de la Competencia cualesquiera hechos de los que tengan conocimiento en el ejercicio de sus funciones que puedan constituir infracción a la legislación de defensa de la competencia. En particular, comunicarán cualquier indicio de acuerdo, decisión o recomendación colectiva, o práctica concertada o conscientemente paralela entre los licitadores, que tenga por objeto, produzca o pueda producir el efecto de impedir, restringir o falsear la competencia en el proceso de contratación.

Disposición adicional vigésima cuarta. *Prestación de asistencia sanitaria en situaciones de urgencia.*

1. En los contratos relativos a la prestación de asistencia sanitaria en supuestos de urgencia y por importe inferior a 30.000 euros, no serán de aplicación las disposiciones de esta Ley relativas a la preparación y adjudicación del contrato.

2. Para proceder a la contratación en estos casos bastará que, además justificarse la urgencia, se determine el objeto de la prestación, se fije el precio a satisfacer por la asistencia y se designe por el órgano de contratación la empresa a la que corresponderá la ejecución.

Disposición adicional vigésima quinta. *Régimen jurídico de la «Empresa de Transformación Agraria, Sociedad Anónima» (TRAGSA), y de sus filiales.*

1. El grupo de sociedades mercantiles estatales integrado por la «Empresa de Transformación Agraria, Sociedad Anónima» (TRAGSA), y las sociedades cuyo capital sea íntegramente de titularidad de ésta, tiene por función la prestación de servicios esenciales en materia de desarrollo rural, conservación del medioambiente, atención a emergencias, y otros ámbitos conexos, con arreglo a lo establecido en esta disposición.

2. TRAGSA y sus filiales integradas en el grupo definido en el apartado anterior tienen la consideración de medios propios instrumentales y servicios técnicos de la Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y los poderes adjudicadores dependientes de ellas, estando obligadas a realizar, con carácter exclusivo, los trabajos que éstos les encomienden en las materias señaladas en los apartados 4 y 5, dando una especial prioridad a aquéllos que sean urgentes o que se ordenen como consecuencia de las situaciones de emergencia que se declaren. De acuerdo con esta obligación, los bienes y efectivos de TRAGSA y sus filiales podrán incluirse en los planes y dispositivos de protección civil y de emergencias.

Las relaciones de las sociedades del grupo TRAGSA con los poderes adjudicadores de los que son medios propios instrumentales y servicios técnicos tienen naturaleza

cve: BOE-A-2011-17887

instrumental y no contractual, articulándose a través de encomiendas de gestión de las previstas en el artículo 24.6 de esta Ley, por lo que, a todos los efectos, son de carácter interno, dependiente y subordinado.

La comunicación efectuada por uno de estos poderes adjudicadores encargando una actuación a alguna de las sociedades del grupo supondrá la orden para iniciarla.

3. El capital social de TRAGSA será íntegramente de titularidad pública.

Las Comunidades Autónomas podrán participar en el capital social de TRAGSA mediante la adquisición de acciones, cuya enajenación será autorizada por el Ministerio de Economía y Hacienda, a iniciativa del Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino. Las Comunidades Autónomas sólo podrán enajenar sus participaciones a favor de la Administración General del Estado o de organismos de derecho público vinculados o dependientes de aquélla.

4. Las sociedades del grupo TRAGSA prestarán, por encargo de los poderes adjudicadores de los que son medios propios instrumentales, las siguientes funciones:

a) La realización de todo tipo de actuaciones, obras, trabajos y prestación de servicios agrícolas, ganaderos, forestales, de desarrollo rural, de conservación y protección del medio natural y medioambiental, de acuicultura y de pesca, así como los necesarios para el mejor uso y gestión de los recursos naturales, y para la mejora de los servicios y recursos públicos, incluida la ejecución de obras de conservación o enriquecimiento del Patrimonio Histórico Español en el medio rural, al amparo de lo establecido en el artículo 68 de la Ley 16/1985, de 25 de junio, del Patrimonio Histórico Español.

b) La actividad agrícola, ganadera, animal, forestal y de acuicultura y la comercialización de sus productos, la administración y la gestión de fincas, montes, centros agrarios, forestales, medioambientales o de conservación de la naturaleza, así como de espacios y de recursos naturales.

c) La promoción, investigación, desarrollo, innovación, y adaptación de nuevas técnicas, equipos y sistemas de carácter agrario, forestal, medioambiental, de acuicultura y pesca, de protección de la naturaleza y para el uso sostenible de sus recursos.

d) La fabricación y comercialización de bienes muebles para el cumplimiento de sus funciones.

e) La prevención y lucha contra las plagas y enfermedades vegetales y animales y contra los incendios forestales, así como la realización de obras y tareas de apoyo técnico de carácter urgente.

f) La financiación, en los términos que se establezcan reglamentariamente, de la construcción o de la explotación de infraestructuras agrarias, medioambientales y de equipamientos de núcleos rurales, así como la constitución de sociedades y la participación en otras ya constituidas, que tengan fines relacionados con el objeto social de la empresa.

g) La planificación, organización, investigación, desarrollo, innovación, gestión, administración y supervisión de cualquier tipo de servicios ganaderos, veterinarios, de seguridad y sanidad animal y alimentaria.

h) La recogida, transporte, almacenamiento, transformación, valorización, gestión y eliminación de productos, subproductos y residuos de origen animal, vegetal y mineral.

i) La realización de tareas o actividades complementarias o accesorias a las citadas anteriormente.

Las sociedades del grupo TRAGSA también estarán obligadas a satisfacer las necesidades de los poderes adjudicadores de los que son medios propios instrumentales en la consecución de sus objetivos de interés público mediante la realización, por encargo de los mismos, de la planificación, organización, investigación, desarrollo, innovación, gestión, administración y supervisión de cualquier tipo de asistencias y servicios técnicos en los ámbitos de actuación señalados en el apartado anterior, o mediante la adaptación y aplicación de la experiencia y conocimientos desarrollados en dichos ámbitos a otros sectores de la actividad administrativa.

cve: BOE-A-2011-17887

Asimismo, las sociedades del grupo TRAGSA estarán obligadas a participar y actuar, por encargo de los poderes adjudicadores de los que son medios propios instrumentales, en tareas de emergencia y protección civil de todo tipo, en especial, la intervención en catástrofes medioambientales o en crisis o necesidades de carácter agrario, pecuario o ambiental; a desarrollar tareas de prevención de riesgos y emergencias de todo tipo; y a realizar actividades de formación e información pública en supuestos de interés público y, en especial, para la prevención de riesgos, catástrofes o emergencias.

5. Las sociedades del grupo TRAGSA podrán realizar actuaciones de apoyo y servicio institucional a la cooperación española en el ámbito internacional.

6. Las sociedades del grupo TRAGSA no podrán participar en los procedimientos para la adjudicación de contratos convocados por los poderes adjudicadores de los que sea medio propio. No obstante, cuando no concurra ningún licitador podrá encargarse a estas sociedades la ejecución de la actividad objeto de licitación pública.

En el supuesto de que la ejecución de obras, la fabricación de bienes muebles o la prestación de servicios por las sociedades del grupo se lleve a cabo con la colaboración de empresarios particulares, el importe de la parte de prestación a cargo de éstos deberá ser inferior al 50 por 100 del importe total del proyecto, suministro o servicio.

7. El importe de las obras, trabajos, proyectos, estudios y suministros realizados por medio del grupo TRAGSA se determinará aplicando a las unidades ejecutadas las tarifas correspondientes. Dichas tarifas se calcularán de manera que representen los costes reales de realización y su aplicación a las unidades producidas servirá de justificante de la inversión o de los servicios realizados.

La elaboración y aprobación de las tarifas se realizará por las Administraciones de las que el grupo es medio propio instrumental, con arreglo al procedimiento establecido reglamentariamente.

8. A los efectos de la aplicación de la presente Ley, las sociedades integradas en el grupo TRAGSA tendrán la consideración de poderes adjudicadores de los previstos en el artículo 3.3.

Disposición adicional vigésima sexta. *Protección de datos de carácter personal.*

1. Los contratos regulados en la presente Ley que impliquen el tratamiento de datos de carácter personal deberán respetar en su integridad la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos de Carácter Personal, y su normativa de desarrollo.

2. Para el caso de que la contratación implique el acceso del contratista a datos de carácter personal de cuyo tratamiento sea responsable la entidad contratante, aquél tendrá la consideración de encargado del tratamiento.

En este supuesto, el acceso a esos datos no se considerará comunicación de datos, cuando se cumpla lo previsto en el artículo 12.2 y 3 de la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre. En todo caso, las previsiones del artículo 12.2 de dicha Ley deberán de constar por escrito.

Cuando finalice la prestación contractual los datos de carácter personal deberán ser destruidos o devueltos a la entidad contratante responsable, o al encargado de tratamiento que ésta hubiese designado.

El tercero encargado del tratamiento conservará debidamente bloqueados los datos en tanto pudieran derivarse responsabilidades de su relación con la entidad responsable del tratamiento.

3. En el caso de que un tercero trate datos personales por cuenta del contratista, encargado del tratamiento, deberán de cumplirse los siguientes requisitos:

a) Que dicho tratamiento se haya especificado en el contrato firmado por la entidad contratante y el contratista.

b) Que el tratamiento de datos de carácter personal se ajuste a las instrucciones del responsable del tratamiento.

c) Que el contratista encargado del tratamiento y el tercero formalicen el contrato en los términos previstos en el artículo 12.2 de la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre.

cve: BOE-A-2011-17887

En estos casos, el tercero tendrá también la consideración de encargado del tratamiento.

Disposición adicional vigésima séptima. *Agrupaciones europeas de cooperación territorial.*

Las Agrupaciones europeas de cooperación territorial reguladas en el Reglamento (CE) número 1082/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de julio de 2006, cuando tengan su domicilio social en España, ajustarán la preparación y adjudicación de sus contratos a las normas establecidas en esta Ley para los poderes adjudicadores.

Disposición adicional vigésima octava. *Adquisición Centralizada de medicamentos y productos sanitarios con miras al Sistema Nacional de Salud.*

1. Mediante Orden del Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad, previo informe favorable de la Dirección General del Patrimonio del Estado, se podrá declarar de adquisición centralizada los suministros de medicamentos y productos sanitarios que se contraten en el ámbito estatal por los diferentes órganos y organismos. La contratación de estos suministros deberá efectuarse a través del Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad. La financiación de los correspondientes contratos correrá a cargo del organismo o entidad peticionarios. Las competencias que el artículo 206 atribuye a la Dirección General del Patrimonio del Estado y al Ministerio de Economía y Hacienda corresponderán en relación al suministro de medicamentos y productos sanitarios al Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad.

Las Comunidades Autónomas y las entidades locales, así como las entidades y organismos dependientes de ellas e integradas en el Sistema Nacional de Salud, podrán adherirse al sistema de adquisición centralizada estatal de medicamentos y productos sanitarios, para la totalidad de los suministros incluidos en el mismo o sólo para determinadas categorías de ellos. La adhesión requerirá la conclusión del correspondiente acuerdo con el Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad.

2. Los órganos de contratación de la Administración General del Estado, de las Comunidades Autónomas y de las entidades locales, así como las entidades y organismos dependientes de ellas e integradas en el Sistema Nacional de Salud, podrán concluir de forma conjunta acuerdos marco de los previstos en el artículo 196, con uno o varios empresarios con el fin de fijar las condiciones a que habrán de ajustarse los contratos de suministro de medicamentos y productos sanitarios que pretendan adjudicar durante un período determinado, siempre que el recurso a estos instrumentos no se efectúe de forma abusiva o de modo que la competencia se vea obstaculizada, restringida o falseada.

Disposición adicional vigésima novena. *Fórmulas institucionales de colaboración entre el sector público y el sector privado.*

1. Los contratos públicos y concesiones podrán adjudicarse directamente a una sociedad de economía mixta en la que concurra capital público y privado, siempre que la elección del socio privado se haya efectuado de conformidad con las normas establecidas en esta Ley para la adjudicación del contrato cuya ejecución constituya su objeto, y en su caso, las relativas al contrato de colaboración entre el sector público y el sector privado, y siempre que no se introduzcan modificaciones en el objeto y las condiciones del contrato que se tuvieron en cuenta en la selección del socio privado.

2. Sin perjuicio de la posibilidad de utilizar medios de financiación tales como emisión de obligaciones, empréstitos o créditos participativos, las sociedades de economía mixta constituidas para la ejecución de un contrato público previstas en esta disposición adicional podrán:

a) Acudir a ampliaciones de capital, siempre que la nueva estructura del mismo no modifique las condiciones esenciales de la adjudicación salvo que hubiera estado prevista en el contrato.

cve: BOE-A-2011-17887

b) Titulizar los derechos de cobro que ostenten frente a la entidad adjudicadora del contrato cuya ejecución se le encomiende, previa autorización del órgano de contratación, cumpliendo los requisitos previstos en la normativa sobre mercado de valores.

Disposición adicional trigésima. *Régimen de los órganos competentes para resolver los recursos de la Administración General del Estado y Entidades Contratantes adscritas a ella.*

1. A medida que el número de asuntos sometidos al conocimiento y resolución del Tribunal Administrativo Central de Recursos Contractuales lo exija se podrán constituir Tribunales Administrativos Territoriales de Recursos Contractuales con sede en cada una de las capitales de Comunidad Autónoma.

Estos Tribunales tendrán competencia exclusiva para la resolución de los recursos a que se refiere el artículo 40 de esta Ley, interpuestos contra los actos de la Administración territorial del Estado o de los Organismos y Entidades dependientes del mismo que tengan competencia en todo o parte del territorio de la correspondiente Comunidad Autónoma.

El nombramiento del Presidente y los vocales de estos Tribunales se hará en los mismos términos y requisitos previstos para el del Tribunal Administrativo Central de Recursos Contractuales, si bien sólo se le exigirán diez años de antigüedad.

2. Reglamentariamente se incrementará el número de vocales que hayan de integrar los Tribunales Territoriales a medida que lo requiera el volumen de asuntos sometidos a su conocimiento.

La primera renovación de los Tribunales se hará de forma parcial a los tres años del nombramiento. A este respecto, antes de cumplirse el plazo indicado se determinará, mediante sorteo, los que deban cesar.

En cualquier caso, cesado un vocal, éste continuará en el ejercicio de sus funciones hasta que tome posesión de su cargo el que lo haya de sustituir.

Disposición adicional trigésima primera. *Autorización del Consejo de Ministros en concesiones de autopistas de competencia estatal.*

Será necesaria la autorización del Consejo de Ministros para la celebración, y, en su caso, modificación y resolución de los contratos de concesión de autopistas de competencia estatal.

Disposición transitoria primera. *Expedientes iniciados y contratos adjudicados con anterioridad a la entrada en vigor de esta Ley.*

1. Los expedientes de contratación iniciados antes de la entrada en vigor de esta Ley se regirán por la normativa anterior. A estos efectos se entenderá que los expedientes de contratación han sido iniciados si se hubiera publicado la correspondiente convocatoria del procedimiento de adjudicación del contrato. En el caso de procedimientos negociados, para determinar el momento de iniciación se tomará en cuenta la fecha de aprobación de los pliegos.

2. Los contratos administrativos adjudicados con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Ley se regirán, en cuanto a sus efectos, cumplimiento y extinción, incluida su duración y régimen de prórrogas, por la normativa anterior.

Disposición transitoria segunda. *Fórmulas de revisión.*

Hasta que se aprueben las nuevas fórmulas de revisión por el Consejo de Ministros adaptadas a lo dispuesto en el artículo 91, seguirán aplicándose las aprobadas por el Decreto 3650/1970, de 19 de diciembre; por el Real Decreto 2167/1981, de 20 de agosto, por el que se complementa el anterior, y por el Decreto 2341/1975, de 22 de agosto, para contratos de fabricación del Ministerio de Defensa, con exclusión del efecto de la variación de precios de la mano de obra.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición transitoria tercera. *Determinación de cuantías por los departamentos ministeriales respecto de los Organismos autónomos adscritos a los mismos.*

Hasta el momento en que los titulares de los departamentos ministeriales fijen la cuantía para la autorización establecida en el artículo 317.5 será de aplicación la cantidad, calculada de conformidad con el artículo 88, de 900.000 euros.

Disposición transitoria cuarta. *Determinación de los casos en que es exigible la clasificación de las empresas.*

El apartado 1 del artículo 65, en cuanto determina los contratos para cuya celebración es exigible la clasificación previa, entrará en vigor conforme a lo que se establezca en las normas reglamentarias de desarrollo de esta Ley por las que se definan los grupos, subgrupos y categorías en que se clasificarán esos contratos, continuando vigente, hasta entonces, el párrafo primero del apartado 1 del artículo 25 del Texto Refundido de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas.

No obstante lo anterior, no será exigible la clasificación en los contratos de obras de valor inferior a 350.000 euros

Disposición transitoria quinta. *Régimen transitorio de los procedimientos de adjudicación de los contratos no sujetos a regulación armonizada celebrados por entidades que no tienen el carácter de Administración Pública.*

1. En tanto no se aprueben las instrucciones internas a que se refiere el artículo 191.b), los poderes adjudicadores que no tengan el carácter de Administraciones Públicas se regirán, para la adjudicación de contratos no sujetos a regulación armonizada, por las normas establecidas en el artículo 190.

2. Estas normas deberán igualmente aplicarse por las restantes entidades del sector público que no tengan el carácter de Administraciones Públicas para la adjudicación de contratos, en tanto no aprueben las instrucciones previstas en el artículo 192.3.

Disposición transitoria sexta. *Plazos a los que se refiere el artículo 216 de la Ley.*

El plazo de treinta días a que se refiere el apartado 4 del artículo 216 de esta Ley, se aplicará a partir del 1 de enero de 2013.

Desde la entrada en vigor de esta Ley y el 31 de diciembre de 2011, el plazo en el que las Administraciones tienen la obligación de abonar el precio de las obligaciones a las que se refiere el apartado 4 del artículo 216 será dentro de los cincuenta días siguientes a la fecha de la expedición de las certificaciones de obra o de los correspondientes documentos que acrediten la realización total o parcial del contrato.

Entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2012, el plazo en el que las Administraciones tienen la obligación de abonar el precio de las obligaciones a las que se refiere el apartado 4 del artículo 216 será dentro de los cuarenta días siguientes a la fecha de la expedición de las certificaciones de obra o de los correspondientes documentos que acrediten la realización total o parcial del contrato.

Disposición transitoria séptima. *Régimen supletorio para las Comunidades Autónomas.*

En tanto una Comunidad Autónoma no regule ante quién debe incoarse la cuestión de nulidad prevista en los artículos 37 a 39 de esta Ley, o interponerse el recurso contra los actos indicados en el artículo 40.1 y 2, y qué efectos derivarán de su interposición, serán de aplicación las siguientes normas:

a) Serán recurribles los actos mencionados en el artículo 40.2 cuando se refieran a alguno de los contratos que se enumeran en el apartado 1 del mismo artículo.

b) La competencia para la resolución de los recursos continuará encomendada a los mismos órganos que la tuvieran atribuida con anterioridad.

cve: BOE-A-2011-17887

c) Los recursos se tramitarán de conformidad con lo establecido en los artículos 42 a 48 de esta Ley.

d) Las resoluciones dictadas en estos procedimientos serán susceptibles de recurso contencioso-administrativo. Cuando las resoluciones no sean totalmente estimatorias o cuando siéndolo hubiesen comparecido en el procedimiento otros interesados distintos del recurrente, no serán ejecutivas hasta que sean firmes o, si hubiesen sido recurridas, hasta tanto el órgano jurisdiccional competente no decida acerca de la suspensión de las mismas.

Disposición transitoria octava. *Procedimientos en curso.*

1. Los procedimientos de recurso iniciados al amparo del artículo 37 de la Ley 30/2007, de 30 de octubre, en la redacción vigente con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 34/2010, de 5 de agosto seguirán tramitándose hasta su resolución con arreglo al mismo.

2. En los expedientes de contratación iniciados antes de la entrada en vigor de la Ley 34/2010, de 5 de agosto podrán interponerse la cuestión de nulidad y el recurso previsto en el artículo 40 de esta Ley, contra actos susceptibles de ser recurridos o reclamados en esta vía, siempre que se hayan dictado con posterioridad a su entrada en vigor.

Disposición final primera. *Actualización de las referencias a determinados órganos.*

Las referencias que se contienen en las normas vigentes a la Junta de Compras Interministerial y al Servicio Central de Suministros se entenderán realizadas, respectivamente, a la Mesa del sistema estatal de contratación centralizada regulada en el artículo 322 de esta Ley y a la Dirección General del Patrimonio del Estado.

Disposición final segunda. *Títulos competenciales.*

1. Los artículos 21 y 50 se dictan al amparo de la regla 6.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia sobre «legislación procesal, sin perjuicio de las necesarias especialidades que en este orden se deriven de las particularidades del derecho sustantivo de las Comunidades Autónomas».

2. Los artículos que se indican a continuación se dictan al amparo de las competencias exclusivas que corresponden al Estado para dictar la legislación civil y mercantil en virtud de lo dispuesto en el artículo 149.1.6.ª y 8.ª, artículo 259.1, artículo 260.1 y 2, artículo 261.1, artículo 262, artículo 263 y artículo 264.

3. Los restantes artículos de la presente Ley constituyen legislación básica dictada al amparo del artículo 149.1.18.ª de la Constitución en materia de legislación básica sobre contratos administrativos y, en consecuencia, son de aplicación general a todas las Administraciones Públicas y organismos y entidades dependientes de ellas. No obstante, no tendrán carácter básico los siguientes artículos o partes de los mismos: letra a) del apartado 1 del artículo 15; letra a) del apartado 1 del artículo 16; apartados 1 a 5 del artículo 24; artículo 29.4; artículo 41.1 y 3; artículo 59.2; artículo 60.2.c); artículo 64; artículo 71; artículo 71; artículo 82; artículo 83; párrafo segundo del apartado 1 del artículo 84; segundo párrafo del apartado 3 y apartado 5 del artículo 109; artículo 111.2; letras a) y c) del apartado 2 del artículo 112; letras b) y c) del artículo 113.1; apartados 1 y 2 del artículo 114; apartados 4, 5 y 6 del artículo 115; artículo 116; apartados 1.e) y 4 del artículo 123; artículo 124; artículo 125; artículo 126; apartados e), g), h), i), j) y l) del artículo 136; segundo párrafo del apartado 3 del artículo 152; artículo 156; apartado 2 del artículo 205; artículo 206; artículo 207; artículo 211.2; apartados 3 a 8, ambos inclusive, del artículo 212; segundo inciso del artículo 222.2; apartados 3 y 5 del artículo 224; apartado 8 del artículo 227; artículo 229; artículo 230.2; artículo 232; apartado 1 del artículo 233; apartados 3, salvo la previsión de la letra b), y 4 del artículo 234; artículo 235; apartado 1 del artículo 241; artículo 244; artículo 248; apartados 2 y 3 del artículo 251; artículo 254;

cve: BOE-A-2011-17887

apartado 5 del artículo 255; artículo 256; artículo 260.7; artículo 261.2; artículo 287; artículo 290; apartados 2 y 3 del artículo 292; artículo 294; artículo 295; artículo 297; artículo 298; apartados 2 y 3 del artículo 300; apartado 3 del artículo 301; apartados 2 y 3 del artículo 309; apartados 3, 4, 5 y 6 del artículo 310; artículo 311; artículos 316 a 318; artículos 320 a 324, ambos inclusive; artículo 334;; letra a) del apartado 1 de la disposición adicional primera; disposición adicional tercera; disposición adicional decimoséptima; disposición adicional vigésima; disposición adicional vigésimo primera; disposición adicional vigésimo segunda; disposición adicional vigésimo tercera; disposición adicional vigésimo quinta; disposición adicional trigésima; disposición adicional trigésimo primera; disposición transitoria tercera; disposición transitoria séptima; disposición transitoria octava; disposición final primera; disposición final tercera, disposición final cuarta, y disposición final quinta.

A los mismos efectos previstos en el párrafo anterior tendrán la consideración de mínimas las exigencias que para los contratos menores se establecen en el artículo 111.1 y tendrán la consideración de máximos los siguientes porcentajes, cuantías o plazos:

El porcentaje del 5 por 100 del artículo 95.1 y 2.
El porcentaje del 3 por 100 del artículo 103.2.
Las cuantías del artículo 138.3.
Los plazos de un mes establecidos en los apartados 2 y 4 del artículo 222.

Disposición final tercera. *Normas aplicables a los procedimientos regulados en esta Ley.*

1. Los procedimientos regulados en esta Ley se regirán, en primer término, por los preceptos contenidos en ella y en sus normas de desarrollo y, subsidiariamente, por los de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y normas complementarias.

2. En todo caso, en los procedimientos iniciados a solicitud de un interesado para los que no se establezca específicamente otra cosa y que tengan por objeto o se refieran a la reclamación de cantidades, el ejercicio de prerrogativas administrativas o a cualquier otra cuestión relativa de la ejecución, consumación o extinción de un contrato administrativo, una vez transcurrido el plazo previsto para su resolución sin haberse notificado ésta, el interesado podrá considerar desestimada su solicitud por silencio administrativo, sin perjuicio de la subsistencia de la obligación de resolver.

3. La aprobación de las normas procedimentales necesarias para desarrollar la presente Ley se efectuará por el Consejo de Ministros, a propuesta del Ministro de Economía y Hacienda y previo dictamen del Consejo de Estado.

Disposición final cuarta. *Habilitación normativa en materia de uso de medios electrónicos, informáticos o telemáticos, y uso de factura electrónica.*

1. Se autoriza al Ministro de Economía y Hacienda para aprobar, previo dictamen del Consejo de Estado, las normas de desarrollo de la disposición adicional decimosexta que puedan ser necesarias para hacer plenamente efectivo el uso de medios electrónicos, informáticos o telemáticos en los procedimientos regulados en esta Ley.

2. Igualmente, el Ministro de Economía y Hacienda, mediante Orden, definirá las especificaciones técnicas de las comunicaciones de datos que deban efectuarse en cumplimiento de la presente Ley y establecerá los modelos que deban utilizarse.

3. El Consejo de Ministros, a propuesta de los Ministros de Economía y Hacienda y de Industria, Turismo y Comercio, adoptará las medidas necesarias para facilitar la emisión de facturas electrónicas por las personas y entidades que contraten con el sector público estatal, garantizando la gratuidad de los servicios de apoyo que se establezcan para las empresas cuya cifra de negocios en el año inmediatamente anterior y para el conjunto de sus actividades sea inferior al umbral que se fije en la Orden a que se refiere el párrafo anterior.

cve: BOE-A-2011-17887

Disposición final quinta. *Fomento de la contratación precomercial.*

El Consejo de Ministros, mediante acuerdo, fijará dentro de los presupuestos de cada Departamento ministerial y de cada Organismo público vinculado con o dependiente de la Administración General del Estado, las cuantías necesariamente destinadas a la financiación de contratos a los que hace referencia el artículo 4.1.r) de esta Ley. Una parte de las mismas podrá reservarse a pequeñas y medianas empresas innovadoras.

Disposición final sexta. *Habilitación para el desarrollo reglamentario.*

Se habilita al Gobierno para, en el ámbito de sus competencias, dictar las disposiciones necesarias para el desarrollo y aplicación de lo establecido en esta Ley.

## ANEXO I

### Actividades a que se refiere el apartado 1 del artículo 6

| Nace [1] | | | | | Código CPV |
|---|---|---|---|---|---|
| Sección F | | | Construcción | | |
| División | Grupo | Clase | Descripción | Notas | |
| 45 | | | Construcción | Esta división comprende:<br>● las construcciones nuevas, obras de restauración y reparaciones corrientes | 45000000 |
| | 45.1 | | Preparación de obras | | 45100000 |
| | | 45.11 | Demolición de inmuebles y movimientos de tierras | Esta clase comprende:<br>● la demolición y derribo de edificios y otras estructuras<br>● la limpieza de escombros<br>● los trabajos de movimiento de tierras: excavación, rellenado y nivelación de emplazamientos de obras, excavación de zanjas, despeje de rocas, voladuras, etc.<br>● la preparación de explotaciones mineras:<br>● obras subterráneas, despeje de montera y otras actividades de preparación de minas<br>Esta clase comprende también:<br>● el drenaje de emplazamientos de obras<br>● el drenaje de terrenos agrícolas y forestales | 45110000 |
| | | 45.12 | Perforaciones y sondeos | Esta clase comprende:<br>● las perforaciones, sondeos y muestreos con fines de construcción, geofísicos, geológicos u otros<br>Esta clase no comprende:<br>● la perforación de pozos de producción de petróleo y gas natural (véase 11.20)<br>● la perforación de pozos hidráulicos (véase 45.25)<br>● la excavación de pozos de minas (véase 45.25).<br>● la prospección de yacimientos de petróleo y gas natural y los estudios geofísicos, geológicos o sísmicos (véase 74.20) | 45120000 |
| | 45.2 | | Construcción general de inmuebles y oras de ingeniería civil | | 45200000 |

cve: BOE-A-2011-17887

| Nace [1] | | | | | Código CPV |
|---|---|---|---|---|---|
| Sección F | | | Construcción | | |
| División | Grupo | Clase | Descripción | Notas | |
| | | 45.21 | Construcción general de edificios y obras singulares de ingeniería civil (puentes, túneles, etc.) | Esta clase comprende:<br>● la construcción de todo tipo de edificios<br>● la construcción de obras de ingeniería civil:<br>● puentes (incluidos los de carreteras elevadas), viaductos, túneles y pasos subterráneos<br>● redes de energía, comunicación y conducción de larga distancia<br>● instalaciones urbanas de tuberías, redes de energía y de comunicaciones<br>● obras urbanas anejas el montaje in situ de construcciones prefabricadas<br>Esta clase no comprende:<br>● los servicios relacionados con la extracción de gas y de petróleo (véase 11.20)<br>● el montaje de construcciones prefabricadas completas a partir de piezas de producción propia que no sean de hormigón (véanse las divisiones 20, 26 y 28)<br>● la construcción de equipamientos de estadios, piscinas, gimnasios, pistas de tenis, campos de golf y otras instalaciones deportivas, excluidos sus edificios (véase45.23)<br>● las instalaciones de edificios y obras (véase 45.3)<br>● las actividades de arquitectura e ingeniería (véase 74.20)<br>● la dirección de obras de construcción (véase 74.20) | 45210000 (Excepto: 45213316, 45220000, 45231000, 45232000 |
| | | 45.22 | Construcción de cubiertas y estructuras de cerramiento | Esta clase comprende:<br>● la construcción de tejados<br>● la cubierta de tejados<br>● la impermeabilización de edificios y balcones | 45261000 |
| | | 45.23 | Construcción de autopistas, carreteras, campos de aterrizaje, vías férreas y centros deportivos | Esta clase comprende:<br>● la construcción de autopistas, calles, carreteras y otras vías de circulación de vehículos y peatones<br>● la construcción de vías férreas<br>● la construcción de pistas de aterrizaje<br>● la construcción de equipamientos de estadios, piscinas, gimnasios, pistas de tenis, campos de golf y otras instalaciones deportivas, excluidos sus edificios<br>● la pintura de señales en carreteras y aparcamientos.<br>Esta clase no comprende:<br>● el movimiento de tierras previo (véase 45.11) | 45212212 y DA0345230000 excepto:<br>45231000<br>45232000<br>45234115 |
| | | 45.24 | Obras hidráulicas | Esta clase comprende:<br>● la construcción de:<br>● vías navegables, instalaciones portuarias y fluviales, puertos deportivos, esclusas, etc.<br>● presas y diques<br>● dragados<br>● obras subterráneas | 45240000 |

cve: BOE-A-2011-17887

| Nace [1] | | | | | Código CPV |
|---|---|---|---|---|---|
| Sección F | | | Construcción | | |
| División | Grupo | Clase | Descripción | Notas | |
| | | 45.25 | Otras construcciones especializadas | Esta clase comprende:<br>● las actividades de construcción que se especialicen en un aspecto común a diferentes tipos de estructura y que requieran aptitudes o materiales específicos:<br>● obras de cimentación, incluida la hinca de pilotes construcción y perforación de pozos hidráulicos, excavación de pozos de minas<br>● montaje de piezas de acero que no sean de producción propia<br>● curvado del acero<br>● montaje y desmantelamiento de andamios y plataformas de trabajo, incluido su alquiler<br>● montaje de chimeneas y hornos industriales.<br>Esta clase no comprende:<br>● el alquiler de andamios sin montaje ni desmantelamiento (véase 71.32) | 45250000<br>45262000 |
| | 45.3 | | Instalación de edificios y obras. | | 45300000 |
| | | 45.31 | Instalación eléctrica | Esta clase comprende:<br>● la instalación en edificios y otras obras de construcción de:<br>● cables y material eléctrico<br>● sistemas de telecomunicación<br>● instalaciones de calefacción eléctrica<br>● antenas de viviendas<br>● alarmas contra incendios<br>● sistemas de alarma de protección contra robos<br>● ascensores y escaleras mecánicas<br>● pararrayos, etc. | 45213316<br>4531000<br>Excepto:<br>45316000 |
| | | 45.32 | Aislamiento térmico, acústico y antivibratorio | Esta clase comprende:<br>● la instalación en edificios y otras obras de construcción de aislamiento térmico, acústico o antivibratorio.<br>Esta clase no comprende:<br>● la impermeabilización de edificios y balcones (véase 45.22) | 45320000 |
| | | 45.33 | Fontanería | Esta clase comprende:<br>● la instalación en edificios y otras obras de construcción de:<br>● fontanería y sanitarios<br>● aparatos de gas<br>● aparatos y conducciones de calefacción, ventilación, refrigeración o aire acondicionado<br>● la instalación de extintores automáticos de incendios.<br>Esta clase no comprende:<br>● la instalación y reparación de instalaciones de calefacción eléctrica (véase 45.31) | 45330000 |

cve: BOE-A-2011-17887

| Nace [1] | | | | | Código CPV |
|---|---|---|---|---|---|
| Sección F | | | Construcción | | |
| División | Grupo | Clase | Descripción | Notas | |
| | | 45.34 | Otras instalaciones de edificios y obras | Esta clase comprende:<br>● la instalación de sistemas de iluminación y señalización de carreteras, puertos y aeropuertos<br>● la instalación en edificios y otras obras de construcción de aparatos y dispositivos no clasificados en otra parte | 45234115<br>45316000<br>45340000 |
| | 45.4 | | Acabado de edificios y obras | | 45400000 |
| | | 45.41 | Revocamiento | Esta clase comprende:<br>● la aplicación en edificios y otras obras de construcción de yeso y estuco interior y exterior, incluidos los materiales de listado correspondientes | 45410000 |
| | | 45.42 | Instalaciones de carpintería | Esta clase comprende:<br>● la instalación de puertas, ventanas y marcos, cocinas equipadas, escaleras, mobiliario de trabajo y similares de madera u otros materiales, que no sean de producción propia<br>● los acabados interiores, como techos, revestimientos de madera para paredes, tabiques móviles, etc.<br>Esta clase no comprende:<br>● los revestimientos de parqué y otras maderas para suelos (véase 45.43) | 45420000 |
| | | 45.43 | Revestimiento de suelos y paredes | Esta clase comprende:<br>● la colocación en edificios y otras obras de construcción de:<br>● revestimientos de cerámica, hormigón o piedra tallada para suelos<br>● revestimientos de parqué y otras maderas para suelos<br>● revestimientos de moqueta y linóleo para paredes y suelos, incluidos el caucho o los materiales plásticos<br>● revestimientos de terrazo, mármol, granito o pizarra para paredes y suelos<br>● papeles pintados | 45430000 |
| | | 45.44 | Pintura y acristalamiento | Esta clase comprende:<br>● la pintura interior y exterior de edificios<br>● la pintura de obras de ingeniería civil<br>● la instalación de cristales, espejos, etc.<br>Esta clase no comprende:<br>● la instalación de ventanas (véase 45.42) | 45440000 |
| | | 45.45 | Otros acabados de edificios y obras | Esta clase comprende:<br>● la instalación de piscinas particulares<br>● la limpieza al vapor, con chorro de arena o similares, del exterior de los edificios<br>● otras obras de acabado de edificios no citadas en otra parte.<br>Esta clase no comprende:<br>● la limpieza interior de edificios y obras (véase 74.70) | 45212212 y DA04<br>45450000 |

cve: BOE-A-2011-17887

| Nace [1] | | | | | Código CPV |
|---|---|---|---|---|---|
| Sección F | | | Construcción | | |
| División | Grupo | Clase | Descripción | Notas | |
| | 45.5 | | Alquiler de equipo de construcción o demolición dotado de operario | | 45500000 |
| | | 45.50 | Alquiler de equipo de construcción o demolición dotado de operario | Esta clase no comprende:<br>• el alquiler de equipo y maquinaria de construcción o demolición desprovisto de operario (véase 71.32) | 45500000 |

[1] Reglamento (CEE) n.º 3037/90 del Consejo, de 9 de octubre de 1990, relativo a la nomenclatura estadística de actividades económicas en la Comunidad Europea (DO L 293 de 24.10.1990, p. 1). Reglamento modificado en último lugar por el Reglamento (CEE) n.º 761/93 de la Comisión (DO L 83 de 3.4.1993, p. 1).

En caso de diferentes interpretaciones entre CPV y NACE, se aplicará la nomenclatura NACE.

## ANEXO II

### Servicios a que se refiere el artículo 10

| Categorías | Descripción | Número de referencia CPC (1) | Número de referencia CPV |
|---|---|---|---|
| 1 | Servicios de mantenimiento y reparación. | 6112, 6122, 633, 886. | De 50100000-6 a 50884000-5 (excepto de 50310000-1 a 50324200-4 y 50116510-9, 50190000-3, 50229000-6, 50243000-0) y de 51000000-9 a 51900000-1. |
| 2 | Servicios de transporte por vía terrestre (2), incluidos los servicios de furgones blindados y servicios de mensajería, excepto el transporte de correo. | 712 (excepto 71235), 7512, 87304. | De 60100000-9 a 60183000-4 (excepto 60160000-7, 60161000-4, 60220000-6), y de 64120000-3 a 64121200-2. |
| 3 | Servicios de transporte aéreo: transporte de pasajeros y carga, excepto el transporte de correo. | 73 (excepto 7321). | De 60410000-5 a 60424120-3 (excepto 60411000-2, 60421000-5), y 60500000-3 De 60440000-4 a 60445000-9. |
| 4 | Transporte de correo por vía terrestre (2) y por vía aérea. | 71235, 7321. | 60160000-7, 60161000-4 60411000-2, 60421000-5. |
| 5 | Servicios de telecomunicación. | 752. | De 64200000-8 a 64228200-2 72318000-7, y de 72700000-7 a 72720000-3. |
| 6 | Servicios financieros:<br>a) servicios de seguros<br>b) servicios bancarios y de inversión (3). | ex 81, 812, 814 7. | De 66100000-1 a 66720000-3 (3). |
| 7 | Servicios de informática y servicios conexos. | 84. | De 50310000-1 a 50324200-4 de 72000000-5 a 72920000-5 (excepto 72318000-7 y desde 72700000-7 a72720000-3), 79342410-4. |
| 8 | Servicios de investigación y desarrollo (4). | 85. | De 73000000-2 a 73436000-7 (excepto 73200000-4, 73210000-7, 73220000-0. |
| 9 | Servicios de contabilidad, auditoría y teneduría de libros. | 862. | De 79210000-9 a 79223000-3. |

cve: BOE-A-2011-17887

| Categorías | Descripción | Número de referencia CPC (1) | Número de referencia CPV |
|---|---|---|---|
| 10 | Servicios de investigación de estudios y encuestas de la opinión pública. | 864. | De 79300000-7 a 79330000-6, y 79342310-9, 79342311-6. |
| 11 | Servicios de consultores de dirección(5) y servicios conexos. | 865, 866. | De 73200000-4 a 73220000-0 de 79400000-8 a 79421200-3 y 79342000-3, 79342100-4 79342300-6, 79342320-2 79342321-9, 79910000-6, 79991000-7 98362000-8. |
| 12 | Servicios de arquitectura; servicios de ingeniería y servicios integrados de ingeniería; servicios de planificación urbana y servicios de arquitectura paisajista. Servicios conexos de consultores en ciencia y tecnología. Servicios de ensayos y análisis técnicos. | 867. | De 71000000-8 a 71900000-7 (excepto 71550000-8) y 79994000-8. |
| 13 | Servicios de publicidad. | 871. | De 79341000-6 a 79342200-5 (excepto 79342000-3 y 79342100-4. |
| 14 | Servicios de limpieza de edificios y servicios de administración de bienes raíces. | 874, 82201 a 82206. | De 70300000-4 a 70340000-6, y de 90900000-6 a 90924000-0. |
| 15 | Servicios editoriales y de imprenta, por tarifa o por contrato. | 88442. | De 79800000-2 a 79824000-6 De 79970000-6 a 79980000-7. |
| 16 | Servicios de alcantarillado y eliminación de desperdicios: servicios de saneamiento y servicios similares. | 94. | De 90400000-1 a 90743200-9 (excepto 90712200-3 De 90910000-9 a 90920000-2 y 50190000-3, 50229000-6 50243000-0. |
| 17 | Servicios de hostelería y restaurante. | 64. | De 55100000-1 a 55524000-9, y de 98340000-8 a 98341100-6. |
| 18 | Servicios de transporte por ferrocarril. | 711. | De 60200000-0 a 60220000-6. |
| 19 | Servicios de transporte fluvial y marítimo. | 72. | De 60600000-4 a 60653000-0, y de 63727000-1 a 63727200-3. |
| 20 | Servicios de transporte complementarios y auxiliares. | 74. | De 63000000-9 a 63734000-3 (excepto 63711200-8, 63712700-0, 63712710-3, y de 63727000-1 a 63727200- 3), y 98361000-1. |
| 21 | Servicios jurídicos. | 861. | De 79100000-5 a 79140000-7. |
| 22 | Servicios de colocación y suministro de personal (6). | 872. | De 79600000-0 a 79635000-4 (excepto 79611000-0, 79632000- 3, 79633000-0), y de 98500000-8 a 98514000-9. |
| 23 | Servicios de investigación y seguridad, excepto los servicios de furgones blindados. | 873 (excepto 87304). | De 79700000-1 a 79723000-8. |
| 24 | Servicios de educación y formación profesional. | 92. | De 80100000-5 a 80660000-8 (excepto 80533000-9, 80533100-0, 80533200-1. |
| 25 | Servicios sociales y de salud. | 93. | 79611000-0, y de 85000000-9 a 85323000-9 (excepto 5321000-5 y 85322000-2. |

cve: BOE-A-2011-17887

| Categorías | Descripción | Número de referencia CPC (1) | Número de referencia CPV |
|---|---|---|---|
| 26 | Servicios de esparcimiento, culturales y deportivos (7). | 96. | De 79995000-5 a 79995200-7, y de 92000000-1 a 92700000-8 (excepto 92230000-2, 92231000-9, 92232000-6. |
| 27 | Otros servicios. | | |

(1) En caso de diferentes interpretaciones entre CPV y CPC, se aplicará la nomenclatura CPC.
(1) Nomenclatura CPC (versión provisional) empleada para definir el ámbito de aplicación de la Directiva 92/50/CEE.
(2) Exceptuando los servicios de transporte por ferrocarril incluidos en la categoría 18.
(3) Exceptuando los servicios financieros relativos a la emisión, compra, venta y transferencia de títulos u otros instrumentos financieros, y los servicios prestados por los bancos centrales. Quedan también excluidos los servicios que consistan en la adquisición o el arrendamiento, independientemente del sistema de financiación, de terrenos, edificios ya existentes u otros bienes inmuebles, o relativos a derechos sobre estos bienes; no obstante, los servicios financieros prestados, bien al mismo tiempo, bien con anterioridad o posterioridad al contrato de adquisición o de arrendamiento, en cualquiera de sus formas, se regularán por lo dispuesto en la presente Directiva.
(4) Exceptuando los servicios de investigación y desarrollo distintos de aquellos cuyos resultados corresponden al poder adjudicador y/o a la entidad adjudicadora para su uso exclusivo, siempre que este remunere íntegramente la prestación del servicio.
(5) Exceptuando los servicios de arbitraje y conciliación.
(6) Exceptuando los contratos de trabajo
(7) Exceptuando los contratos para la compra, el desarrollo, la producción o la coproducción de material de programación por parte de los organismos de radiodifusión y los contratos relativos al tiempo de radiodifusión.

## ANEXO III

### Lista de productos contemplados en la letra a) del apartado 1 del artículo 15, en lo que se refiere a los contratos de suministros adjudicados por órganos de contratación del sector de la defensa

Capítulo 25: Sal; azufre; tierras y piedras; yesos, cales y cementos.
Capítulo 26: Minerales, escorias y cenizas.
Capítulo 27: Combustibles minerales, aceites minerales y productos de su destilación; materias bituminosas; ceras minerales, excepto:

Ex 27.10: carburantes especiales.

Capítulo 28: Productos químicos inorgánicos; compuestos inorgánicos u orgánicos de los metales preciosos, de los elementos radiactivos, de los metales de las tierras raras o de isótopos, excepto:

Ex 28.09: explosivos.
Ex 28.13: explosivos.
Ex 28.14: gases lacrimógenos.
Ex 28.28: explosivos.
Ex 28.32: explosivos.
Ex 28.39: explosivos.
Ex 28.50: productos toxicológicos.
Ex 28.51: productos toxicológicos.
Ex 28.54: explosivos.

Capítulo 29: Productos químicos orgánicos, excepto:

Ex 29.03: explosivos.
Ex 29.04: explosivos.
Ex 29.07: explosivos.
Ex 29.08: explosivos.
Ex 29.11: explosivos.
Ex 29.12: explosivos.

cve: BOE-A-2011-17887

Ex 29.13: productos toxicológicos.
Ex 29.14: productos toxicológicos.
Ex 29.15: productos toxicológicos.
Ex 29.21: productos toxicológicos.
Ex 29.22: productos toxicológicos.
Ex 29.23: productos toxicológicos.
Ex 29.26: explosivos.
Ex 29.27: productos toxicológicos.
Ex 29.29: explosivos.

Capítulo 30: Productos farmacéuticos.
Capítulo 31: Abonos.
Capítulo 32: Extractos curtientes o tintóreos; taninos y sus derivados; pigmentos y demás materias colorantes; pinturas y barnices; mástiques; tintas.
Capítulo 33: Aceites esenciales y resinoides; preparaciones de perfumería, de tocador o de cosmética.
Capítulo 34: Jabones, agentes de superficie orgánicos, preparaciones para lavar, preparaciones lubricantes, ceras artificiales, ceras preparadas, productos de limpieza, velas y artículos similares, pastas para modelar, ceras para odontología y preparaciones para odontología a base de yeso.
Capítulo 35: Materias albuminóideas; colas; enzimas.
Capítulo 37: Productos fotográficos o cinematográficos.
Capítulo 38: Productos diversos de las industrias químicas, excepto:

Ex 38.19: productos toxicológicos.

Capítulo 39: Materias plásticas, éteres y ésteres de la celulosa, resinas artificiales y manufacturas de estas materias, excepto:

Ex 39.03: explosivos.

Capítulo 40: Caucho natural o sintético, caucho facticio y manufacturas de caucho, excepto:

Ex 40.11: neumáticos para automóviles.

Capítulo 41: Pieles y cueros.
Capítulo 42: Manufacturas de cuero; artículos de guarnicionería o de talabartería; artículos de viaje, bolsos de mano y continentes similares; manufacturas de tripa.
Capítulo 43: Peletería y confecciones de peletería; peletería artificial o facticia.
Capítulo 44: Madera, carbón vegetal y manufacturas de madera.
Capítulo 45: Corcho y sus manufacturas.
Capítulo 46: Manufacturas de espartería o de cestería.
Capítulo 47: Materias destinadas a la fabricación de papel.
Capítulo 48: Papel y cartón; manufacturas de pasta de celulosa, de papel o de cartón.
Capítulo 49: Artículos de librería y productos de las artes gráficas.
Capítulo 65: Sombreros y demás tocados, y sus partes.
Capítulo 66: Paraguas, quitasoles, bastones, látigos, fustas y sus partes.
Capítulo 67: Plumas y plumón preparados y artículos de plumas o plumón; flores artificiales; manufacturas de cabello.
Capítulo 68: Manufacturas de piedra, yeso fraguable, cemento, amianto (asbesto), mica o materias análogas.
Capítulo 69: Productos cerámicos.
Capítulo 70: Vidrio y sus manufacturas.
Capítulo 71: Perlas finas, piedras preciosas o semipreciosas, metales preciosos, chapados de metal precioso (plaqué) y manufacturas de estas materias; bisutería.
Capítulo 73: Fundición, hierro y acero.

cve: BOE-A-2011-17887

Capítulo 74: Cobre.
Capítulo 75: Níquel.
Capítulo 76: Aluminio.
Capítulo 77: Magnesio, berilio.
Capítulo 78: Plomo.
Capítulo 79: Cinc.
Capítulo 80: Estaño.
Capítulo 81: Otros metales comunes.
Capítulo 82: Herramientas, artículos de cuchillería y cubiertos de mesa, de metal común, excepto:

Ex 82.05: herramientas.
Ex 82.07: piezas de herramientas.

Capítulo 83: Manufacturas diversas de metal común.
Capítulo 84: Calderas, máquinas, aparatos y artefactos mecánicos, excepto:

Ex 84.06: motores.
Ex 84.08: los demás propulsores.
Ex 84.45: máquinas.
Ex 84.53: máquinas automáticas de tratamiento de la información.
Ex 84.55: piezas del núm. 84.53.
Ex 84.59: reactores nucleares.

Capítulo 85: Máquinas y aparatos eléctricos y objetos que sirvan para usos electrotécnicos, excepto:

Ex 85.13: telecomunicaciones.
Ex 85.15: aparatos de transmisión.

Capítulo 86: Vehículos y material para vías férreas, aparatos de señalización no eléctricos para vías de comunicación, excepto:

Ex 86.02: locomotoras blindadas.
Ex 86.03: las demás locomotoras blindadas.
Ex 86.05: vagones blindados.
Ex 86.06: vagones taller.

Capítulo 87: Vehículos automóviles, tractores, velocípedos y demás vehículos terrestres, excepto:

Ex 87.08: tanques y demás vehículos automóviles blindados.
Ex 87.01: tractores.
Ex 87.02: vehículos militares.
Ex 87.03: vehículos para reparaciones.
Ex 87.09: motocicletas.
Ex 87.14: remolques.

Capítulo 89: Navegación marítima y fluvial, excepto:

Ex 89.01A: barcos de guerra.

Capítulo 90: Instrumentos y aparatos de óptica, fotografía o cinematografía, de medida, control o de precisión; instrumentos y aparatos medicoquirúrgicos, excepto:

Ex 90.05: binoculares.
Ex 90.13: instrumentos diversos, láser.
Ex 90.14: telémetros.
Ex 90.28: instrumentos de medida eléctricos o electrónicos.

cve: BOE-A-2011-17887

Ex 90.11: microscopios.
Ex 90.17: instrumentos médicos.
Ex 90.18: aparatos para mecanoterapia.
Ex 90.19: aparatos para ortopedia.
Ex 90.20: aparatos de rayos X.

Capítulo 91: Relojería.

Capítulo 92: Instrumentos musicales, aparatos de grabación o reproducción de sonido, aparatos de grabación o reproducción de imágenes y sonido en televisión, y las partes y accesorios de estos aparatos.

Capítulo 94: Muebles; mobiliario medicoquirúrgico; artículos de cama y similares, excepto:

Ex 94.01A: asientos para aeronaves.

Capítulo 95: Materias para tallar o moldear, trabajadas (incluidas las manufacturas).

Capítulo 96: Manufacturas de cepillería, brochas y pinceles, escobas, borlas, tamices, cedazos y cribas.

Capítulo 98: Manufacturas diversas.

cve: BOE-A-2011-17887

# ANEXO 9.**NORMATIVA PARA LA VENTA DE ELECTRICIDAD**

# ANEXO 9.1.**BOE 126; REGULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

# I. Disposiciones generales

## MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**10556** *REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*

La sociedad española actual, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental.

Además, la política energética nacional debe posibilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto.

La creación del régimen especial de generación eléctrica supuso un hito importante en la política energética de nuestro país. Los objetivos relativos al fomento de las energías renovables y a la cogeneración, se recogen en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), respectivamente. A la vista de los mismos se constata que aunque el crecimiento experimentado por el conjunto del régimen especial de generación eléctrica ha sido destacable, en determinadas tecnologías, los objetivos planteados se encuentran aún lejos de ser alcanzados.

Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, se hace necesaria por varias razones: En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2818/1998, de 23 de diciembre y 436/2004, de 12 de marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salvaguardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación. El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento. Por último es necesario recoger los cambios normativos derivados de la normativa europea, así como del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, que introduce modificaciones importantes en cuanto al régimen jurídico de la actividad de cogeneración.

El presente real decreto sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

Para ello se mantiene un sistema análogo al contemplado en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En éste último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente liga-

dos a los precios del petróleo en los mercados internacionales.

Por otra parte, para salvaguardar la seguridad y calidad del suministro eléctrico en el sistema, así como para minimizar las restricciones de producción a aquellas tecnologías consideradas hoy por hoy como no gestionables, se establecen unos objetivos de potencia instalada de referencia, coincidente con los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), para los que será de aplicación el régimen retributivo establecido en este real decreto.

Igualmente, durante el año 2008 se iniciará la elaboración de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011-2020. Los nuevos objetivos que se establezcan se considerarán en la revisión del régimen retributivo prevista para finales de 2010.

Para el caso particular de la energía eólica, con el objeto de optimizar su penetración en el sistema eléctrico peninsular, además se iniciará en 2007 un estudio del potencial eólico evacuable a la red, cuyos resultados se tendrán en cuenta en la planificación futura de infraestructuras eléctricas para el período 2007-2016.

El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad para la Unión Europea y sus Estados miembros, habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero, por todo ello el objetivo de la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE, expresado en su artículo 1.º, es incrementar la eficiencia energética y mejorar la seguridad de abastecimiento mediante la creación de un marco para el fomento y desarrollo de la cogeneración.

La retribución de la energía generada por la cogeneración se basa en los servicios prestados al sistema, tanto por su condición de generación distribuida como por su mayor eficiencia energética, introduciendo, por primera vez, una retribución que es función directa del ahorro de energía primaria que exceda del que corresponde al cumplimiento de los requisitos mínimos.

Como consecuencia de la derogación de los costes de transición a la competencia (CTC's), efectuada por el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, desapareció la prima de ciertas instalaciones de la categoría a) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con anterioridad a la fecha prevista inicialmente de 2010. Para paliar este agravio sobre las instalaciones cuya actividad no estaba directamente ligada a estos costes, se incrementa, desde la entrada en vigor del citado real decreto-ley y hasta la entrada en vigor del presente real decreto, el valor del incentivo de dichas instalaciones, en la cuantía de la prima suprimida, quedando la retribución total exactamente igual a la situación anterior a la modificación.

Además, se prevé que ciertas instalaciones de tecnologías asimilables al régimen especial pero que por lo elevado de su potencia deban estar incluidas en el régimen ordinario, o bien, instalaciones térmicas convencionales que utilicen biomasa o biogás, puedan percibir una prima o un complemento, para fomentar su implantación, por su contribución a los objetivos del régimen especial.

Por otro lado, se introducen sendas disposiciones adicionales relativas a los mecanismos de reparto de gastos y costes y la estimación de los costes de conexión para las instalaciones del régimen especial. necesarias para la incorporación al derecho español el contenido de los artículos 7.4 y 7.5 de la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

El real decreto se estructura sistemáticamente en cuatro capítulos. El capítulo I define el alcance objetivo de la norma y especifica las instalaciones que tienen la consideración de régimen especial, clasificándolas en categorías, grupos y subgrupos; el capítulo II regula el procedimiento para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial; el capítulo III, los derechos y obligaciones de los productores en régimen especial, y el capítulo IV, el régimen económico.

Con este real decreto se pretende que en el año 2010 se alcance el objetivo indicativo nacional incluido en la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad, de manera que al menos el 29,4 por ciento del consumo bruto de electricidad en 2010 provenga de fuentes de energía renovables.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, este real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 25 de mayo de 2007,

D I S P O N G O :

## CAPÍTULO I

### Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de este real decreto:

a) El establecimiento de un régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial por una nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

b) El establecimiento de un régimen económico transitorio para las instalaciones incluidas en las categorías a), b), c) y d) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

c) La determinación de una prima que complemente el régimen retributivo de aquellas instalaciones con potencia superior a 50 MW, aplicable a las instalaciones incluidas en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y a las cogeneraciones.

d) La determinación de una prima que complemente el régimen retributivo de las instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás en centrales térmicas del régimen ordinario, independientemente de su potencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Podrán acogerse al régimen especial establecido en este real decreto las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Dichas instalaciones se clasifican en las siguientes categorías, grupos y subgrupos, en función de las energías primarias utilizadas, de las tecnologías de producción empleadas y de los rendimientos energéticos obtenidos:

a) Categoría a): productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.

Tienen la consideración de productores cogeneradores aquellas personas físicas o jurídicas que desarrollen las actividades destinadas a la generación de energía térmica útil y energía eléctrica y/o mecánica mediante cogeneración, tanto para su propio uso como para la venta total o parcial de las mismas. Entendiéndose como energía eléctrica la producción en barras de central o generación neta, de acuerdo con los artículos 16.7 y 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Se entiende por energía térmica útil la producida en un proceso de cogeneración para satisfacer, sin superarla, una demanda económicamente justificable de calor y/o refrigeración y, por tanto, que sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos, de no recurrirse a la cogeneración.

Esta categoría a) se clasifica a su vez en dos grupos:

1.º Grupo a.1. Instalaciones que incluyan una central de cogeneración siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I. Dicho grupo se divide en cuatro subgrupos:

Subgrupo a.1.1. Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa y/o biogás en los términos previstos en el anexo II; siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.2. Cogeneraciones que utilicen como combustible gasóleo, fuel-oil o bien Gases Licuados del Petróleo (GLP), siempre que estos supongan al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.3. Cogeneraciones que utilicen como combustible principal biomasa y/o biogás, en los términos que figuran en el anexo II, y siempre que ésta suponga al menos el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Subgrupo a.1.4. Resto de cogeneraciones que incluyen como posibles combustibles a emplear, gases residuales de refinería, coquería, combustibles de proceso, carbón y otros no contemplados en los subgrupos anteriores.

2.º Grupo a.2. Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica y/o mecánica.

b) Categoría b): instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario.

Esta categoría b) se clasifica a su vez en ocho grupos:

1.º Grupo b.1. Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.1.1. Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica.

Subgrupo b.1.2. Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido trasmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía. La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual, al 12 por ciento de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1 de este real decreto. Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 por ciento si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del citado artículo 24.1.

2.º Grupo b.2. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica. Dicho grupo se divide en dos subgrupos:

Subgrupo b.2.1. Instalaciones eólicas ubicadas en tierra.

Subgrupo b.2.2. Instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.

3.º Grupo b.3. Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

4.º Grupo b.4. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada no sea superior a 10 MW.

5.º Grupo b.5. Centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada sea superior a 10 MW y no sea superior a 50 MW.

6.º Grupo b.6. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías, o residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.6.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos.

Subgrupo b.6.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías.

Subgrupo b.6.3. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

7.º Grupo b.7. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos controlados, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.7.1. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás de vertederos.

Subgrupo b.7.2. Instalaciones que empleen como combustible principal el biogás generado en digestores empleando alguno de los siguientes residuos: residuos biodegradables industriales, lodos de depuradora de aguas urbanas o industriales, residuos sólidos urbanos,

residuos ganaderos, agrícolas y otros para los cuales se aplique el proceso de digestión anaerobia, tanto individualmente como en co-digestión.

Subgrupo b.7.3. Instalaciones que empleen como combustible principal estiércoles mediante combustión y biocombustibles líquidos.

8.º Grupo b.8. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales, en los términos que figuran en el anexo II. Dicho grupo se divide en tres subgrupos:

Subgrupo b.8.1. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola.

Subgrupo b.8.2. Centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal.

Subgrupo b.8.3. Centrales que utilicen como combustible principal licores negros de la industria papelera.

c) Categoría c): instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b). Dicha categoría se divide en cuatro grupos:

1.º Grupo c.1. Centrales que utilicen como combustible principal residuos sólidos urbanos.

2.º Grupo c.2. Centrales que utilicen como combustible principal otros residuos no contemplados anteriormente.

3.º Grupo c.3. Centrales que utilicen como combustible residuos, siempre que éstos no supongan menos del 50 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

4.º Grupo c.4. Centrales que hubieran estado acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre y que a la entrada en vigor del presente real decreto se encuentren en explotación, cuando utilicen como combustible productos de las explotaciones mineras de calidades no comerciales para la generación eléctrica, por su elevado contenido en azufre o cenizas, y siempre que su poder calorífico inferior sea inferior a 2.200 kcal/kg y que los residuos representen más del 25 por ciento de la energía primaria utilizada medida por el poder calorífico inferior.

2. A los efectos de la categoría b) anterior, se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior, excepto lo establecido para el subgrupo b.1.2 en el punto 1.b) anterior. Para la categoría c) el porcentaje anterior será el 70 por ciento, excepto para la c.3 y c.4.

3. Se admite la posibilidad de hibridaciones de varios combustibles y/o tecnologías, en los términos establecidos en el artículo 23 de este real decreto.

Artículo 3. *Potencia de las instalaciones.*

1. La potencia nominal será la especificada en la placa de características del grupo motor o alternador, según aplique, corregida por las condiciones de medida siguientes, en caso que sea procedente:

a) Carga: 100 por ciento en las condiciones nominales del diseño.

b) Altitud: la del emplazamiento del equipo.

c) Temperatura ambiente: 15 ºC.

d) Pérdidas de carga: admisión 150 mm c.d.a.; escape 250 mm c.d.a.

e) Pérdidas por ensuciamiento y degradación: tres por ciento.

2. A los efectos del límite de potencia establecido para acogerse al régimen especial o para la determinación del régimen económico establecido en el capítulo IV, se considerará que pertenecen a una única instalación cuya potencia será la suma de las potencias de las instalaciones unitarias para cada uno de los grupos definidos en el artículo 2:

a) Categorías a): instalaciones que tengan en común al menos un consumidor de energía térmica útil o que la energía residual provenga del mismo proceso industrial.

b) Categoría b): para las instalaciones del grupo b.1, que no estén en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, y para los grupos b.2 y b.3, las que viertan su energía a un mismo transformador con tensión de salida igual a la de la red de distribución o transporte a la que han de conectarse. Si varias instalaciones de producción utilizasen las mismas instalaciones de evacuación, la referencia anterior se entendería respecto al transformador anterior al que sea común para varias instalaciones de producción. En caso de no existir un transformador anterior, para las instalaciones del subgrupo b.1.1, se considerará la suma de potencias de los inversores trabajando en paralelo para un mismo titular y que viertan su energía en dicho transformador común.

Para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5, las que tengan la misma cota altimétrica de toma y desagüe dentro de una misma ubicación.

c) Para el resto de instalaciones de las categorías b) y c), las que tengan equipos electromecánicos propios.

3. Para las categorías a) y c), así como para los grupos b.6, b.7 y b.8, a los efectos de lo establecido en el punto 2 anterior, no se considerará la suma de las potencias de dos instalaciones, cuando la inscripción definitiva de la segunda se produzca al menos cinco años después de la inscripción definitiva de la primera, y la potencia total de la segunda sea de nueva instalación.

## CAPÍTULO II

## Procedimientos administrativos para la inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial

### Sección 1.ª Disposiciones generales

Artículo 4. *Competencias administrativas.*

1. La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen corresponde a los órganos de las comunidades autónomas.

2. Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, sin perjuicio de las competencias que tengan atribuidas otros departamentos ministeriales:

a) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen cuando la comunidad autónoma donde esté ubicada la instalación no cuente con competencias en la materia o cuando las instalaciones estén ubicadas en más de una comunidad autónoma.

b) La autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones cuya potencia instalada supere los 50 MW, o se encuentren ubicadas en el mar, previa

consulta en cada caso con las comunidades autónomas afectadas por la instalación.

c) La inscripción o toma de razón, en su caso, en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de las instalaciones reguladas en este real decreto, así como la comunicación de la inscripción o toma de razón a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.

3. Se entiende por modificación sustancial de una instalación preexistente las sustituciones de los equipos principales como las calderas, motores, turbinas hidráulicas, de vapor, eólicas o de gas, alternadores y transformadores, cuando se acredite que la inversión de la modificación parcial o global que se realiza supera el 50 por ciento de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición. La modificación sustancial dará origen a una nueva fecha de puesta en servicio a los efectos del capítulo IV.

4. Las anteriores competencias se entienden sin perjuicio de otras que pudieran corresponder a cada organismo respecto a las instalaciones sujetas a esta regulación.

Artículo 5. *Autorización de instalaciones.*

El procedimiento para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de las instalaciones a las que hace referencia este real decreto, cuando sea competencia de la Administración General del Estado, se regirá por las normas por las que se regulan con carácter general las instalaciones de producción de energía eléctrica, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, que pudieran ser previas a la autorización de instalaciones como en el caso de la concesión de aguas para las centrales hidroeléctricas.

Para la obtención de la autorización de la instalación, será un requisito previo indispensable la obtención de los derechos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes.

Las comunidades autónomas, en el ámbito de sus competencias, podrán desarrollar procedimientos simplificados para la autorización de instalaciones cuando éstas tengan una potencia instalada no superior a 100 kW.

Artículo 6. *Requisitos para la inclusión de una instalación en el régimen especial.*

1. La condición de instalación de producción acogida al régimen especial será otorgada por la Administración competente para su autorización. Los titulares o explotadores de las instalaciones que pretendan acogerse a este régimen deberán solicitar ante la Administración competente su inclusión en una de las categorías, grupo y, en su caso, subgrupo a los que se refiere el artículo 2.

2. Para que una instalación de producción pueda acogerse al régimen especial se deberá acreditar además del cumplimiento de los requisitos a que se refiere el artículo 2 las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación.

Asimismo, deberá realizarse una evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida en su caso a la red.

3. En el caso de instalaciones incluidas en la categoría a) del artículo 2.1, se deberán acreditar las siguientes características de la instalación:

a) La máxima potencia a entregar con el mínimo consumo compatible con el proceso.

b) La mínima potencia a entregar compatible con el proceso asociado al funcionamiento en régimen normal.

c) La potencia mínima a entregar compatible con las condiciones técnicas del grupo generador, para los productores que no tengan proceso industrial.

d) El cumplimiento de los requisitos que se determinan en el anexo I, según corresponda, para la categoría a), para lo cual se debe elaborar un estudio energético que lo acredite, justificando, en su caso, la necesidad de energía térmica útil producida, de acuerdo con la definición dada en el artículo 2, en los diferentes regímenes de explotación de la instalación previstos.

Además de lo anterior, el titular deberá presentar un procedimiento de medida y registro de la energía térmica útil, indicando los equipos de medida necesarios para su correcta determinación.

4. En el caso de instalaciones híbridas, así como, en su caso, las instalaciones del subgrupo a.1.3, se deberá justificar la energía que se transfiere a la red mediante el consumo de cada uno de los combustibles, su poder calorífico, los consumos propios asociados a cada combustible y los rendimientos de conversión de la energía térmica del combustible en energía eléctrica, así como la cantidad y procedencia de los distintos combustibles primarios que vayan a ser utilizados.

Sección 2.ª Procedimiento

Artículo 7. *Presentación de la solicitud.*

En el caso de las instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado, la solicitud de inclusión en el régimen especial deberá ser presentada por el titular de la instalación o por quien le represente, entendiendo por tales al propietario, arrendatario, concesionario hidráulico o titular de cualquier otro derecho que le vincule con la explotación de una instalación. Esta solicitud deberá acompañarse de la documentación acreditativa de los requisitos a que se refiere el artículo anterior, así como de una memoria-resumen de la entidad peticionaria que deberá contener:

a) Nombre o razón social y domicilio del peticionario.

b) Capital social y accionistas con participación superior al cinco por ciento, en su caso, y participación de éstos. Relación de empresas filiales en las que el titular tenga participación mayoritaria.

c) Las condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación para la que se solicita la inclusión en el régimen especial.

d) Relación de otras instalaciones acogidas al régimen especial de las que sea titular.

e) Copia del balance y cuenta de resultados correspondiente al último ejercicio fiscal.

Artículo 8. *Tramitación y resolución.*

1. Cuando los documentos exigidos a los interesados ya estuvieran en poder de cualquier órgano de la Administración actuante, el solicitante podrá acogerse a lo establecido en el artículo 35.f) de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, siempre que haga constar la fecha y el órgano o dependencia en que fueron presentados o, en su caso, emitidos.

En los supuestos de imposibilidad material de obtener el documento, debidamente justificada en el expediente, el órgano competente podrá requerir al solicitante su presentación o, en su defecto, la acreditación por otros medios de los requisitos a que se refiere el documento, con anterioridad a la formulación de la propuesta de resolución.

2. El procedimiento de tramitación de la solicitud se ajustará a lo previsto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en sus normas de desarrollo.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas notificará la resolución expresa sobre la solicitud en el plazo de tres meses. La falta de notificación de la resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios, de acuerdo al artículo 28.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. No obstante, podrá interponerse recurso de alzada ante la autoridad administrativa correspondiente.

### Sección 3.ª Registro de instalaciones de producción en régimen especial

Artículo 9. *Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.*

1. Para el adecuado seguimiento del régimen especial y específicamente para la gestión y el control de la percepción de las tarifas reguladas, las primas y complementos, tanto en lo relativo a la categoría, grupo y subgrupo, a la potencia instalada y, en su caso, a la fecha de puesta en servicio como a la evolución de la energía eléctrica producida, la energía cedida a la red, la energía primaria utilizada, el calor útil producido y el ahorro de energía primaria conseguido, las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha sección segunda del Registro administrativo citado será denominada, en lo sucesivo Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

2. El procedimiento de inscripción en este registro constará de una fase de inscripción previa y de una fase de inscripción definitiva.

Artículo 10. *Coordinación con las comunidades autónomas y con otros organismos.*

1. Sin perjuicio de lo previsto en el artículo anterior, las comunidades autónomas podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.

2. Para garantizar la intercambiabilidad de las inscripciones entre el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial y los registros autonómicos que puedan constituirse, así como la agilidad y homogeneidad en la remisión de datos entre la Administración General del Estado y las comunidades autónomas, se establece en el anexo III el modelo de inscripción previa y definitiva en el registro. De acuerdo con estos modelos, se realizará la comunicación de datos por las comunidades autónomas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, así como la transmisión a aquéllas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas establecerá, en colaboración con las comunidades autónomas, un procedimiento telemático al que se adherirán los órganos competentes de las mismas para la comunicación de datos remitidos por éstas para la toma de razón de las inscripciones en el registro dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Igualmente la Dirección General de Política Energética y Minas promoverá la utilización de dicho procedimiento telemático en sentido inverso, para la transmisión a los órganos competentes de las comunidades autónomas de las inscripciones que afecten a su ámbito territorial, así como a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y al operador del mercado de las inscripciones en el Registro administrativo de instalaciones en régimen especial.

Artículo 11. *Inscripción previa.*

1. La solicitud de inscripción previa se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción previa en un plazo máximo de un mes.

2. La solicitud de inscripción previa se acompañará, al menos, del acta de puesta en servicio provisional para pruebas, el contrato técnico con la empresa distribuidora o, en su caso, contrato técnico de acceso a la red de transporte, a los que se refiere el artículo 16 de este real decreto, así como de aquella documentación que hubiera sido modificada respecto de la presentada para el otorgamiento de la condición de instalación acogida al régimen especial.

3. Una vez inscrita, la comunidad autónoma competente deberá dar traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas, en un plazo máximo de un mes de la inscripción de la instalación en el registro autonómico para la toma de razón de la inscripción previa en el registro administrativo, acompañado del modelo de inscripción del anexo III.

4. La formalización de la inscripción previa dará lugar a la asignación de un número de identificación en el registro, que será comunicado a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma competente, al objeto de que por ésta última se proceda a su notificación al interesado. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

5. La formalización de la inscripción previa en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, será considerada requisito suficiente para dar cumplimiento a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, y será notificada al interesado.

Artículo 12. *Inscripción definitiva.*

1. La solicitud de inscripción definitiva se dirigirá al órgano correspondiente de la comunidad autónoma competente o, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañada de:

a) Documento de opción de venta de la energía producida a que se refiere el artículo 24.

b) Certificado emitido por el encargado de la lectura, que acredite el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre. Para todas las instalaciones correspondientes a puntos de medida tipo 3, el encargado de la lectura será el distribuidor correspondiente.

c) Informe del operador del sistema, o del gestor de la red de distribución en su caso, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación, incluyendo la adscripción a un

centro de control de generación con los requisitos establecidos en el presente real decreto.

d) Acreditación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 4 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, para los sujetos del mercado de producción. En el caso en el que el titular de una instalación que hubiera elegido la opción a) del artículo 24.1, vaya a ser representado por un representante en nombre propio, será éste último el que deberá presentar la acreditación establecida en el presente párrafo.

e) En el caso de instalaciones híbridas, así como instalaciones del subgrupo a.1.3, memoria justificativa que acredite el origen de los combustibles que van a ser utilizados y sus características, así como, en su caso, los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos.

La solicitud de inscripción definitiva podrá presentarse simultáneamente con la solicitud del acta de puesta en servicio de la instalación.

2. En el caso de que la competencia para la resolución de la solicitud corresponda a una comunidad autónoma, ésta, en el plazo de un mes, deberá comunicar la inscripción de la instalación en el registro autonómico o, en su caso, de los datos precisos para la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial a la Dirección General de Política Energética y Minas, según el modelo de inscripción del anexo III, acompañado del acta de puesta en servicio definitiva definida en el artículo 132 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Cuando resulte competente, la Dirección General de Política Energética y Minas deberá resolver sobre la solicitud de inscripción definitiva en un plazo máximo de un mes.

3. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicará la inscripción definitiva en este registro, en la que constará el número de identificación en éste, al operador del mercado, al operador del sistema, a la Comisión Nacional de Energía y a la comunidad autónoma que resulte competente. Por su parte el órgano competente de ésta procederá a su notificación al solicitante y a la empresa distribuidora. Esta notificación será efectuada por la Dirección General de Política Energética y Minas cuando se trate de instalaciones para cuya autorización sea competente la Administración General del Estado.

4. La remisión de información a que hace referencia el presente artículo se remitirá de acuerdo al procedimiento a que hace referencia el artículo 10.3 del presente real decreto.

Artículo 13. *Caducidad y cancelación de la inscripción previa.*

La inscripción previa de una instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas será cancelada si, transcurridos tres meses desde que aquélla fuese notificada al interesado, éste no hubiera solicitado la inscripción definitiva. No obstante, no se producirá esta cancelación en el caso de que a juicio de la Administración competente existan razones fundadas para que esta inscripción permanezca en el registro, lo que deberá comunicar, en su caso, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía expresando el plazo durante el cual la vigencia de la inscripción debe prorrogarse.

Artículo 14. *Efectos de la inscripción.*

1. La condición de instalación acogida al régimen especial tendrá efectos desde la fecha de la resolución de otorgamiento de esta condición emitida por la autoridad competente. No obstante, la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial será requisito necesario para la aplicación a dicha instalación del régimen económico regulado en este real decreto, con efectos desde el primer día del mes siguiente a la fecha del acta de puesta en marcha definitiva de la instalación.

En cualquier caso, a partir de dicho primer día serán aplicables, en su caso, los complementos, y costes por desvíos previstos en dicho régimen económico. Asimismo, cuando la opción de venta elegida fuera la del artículo 24.1.b), se aplicará desde dicho primer día, y hasta que se acceda al mercado, la retribución resultante del artículo 24.1.a), con sus complementos y costes por desvíos asociados.

2. Sin perjuicio de lo previsto en el apartado anterior, la energía eléctrica que pudiera haberse vertido a la red como consecuencia de un funcionamiento en pruebas previo al acta de puesta en marcha definitiva, y la vertida después de la concesión de dicha acta, hasta el primer día del mes siguiente, será retribuida con un precio equivalente al precio final horario del mercado.

El funcionamiento en pruebas deberá ser previamente autorizado y su duración no podrá exceder de tres meses.

Dicho plazo podrá ser ampliado por la autoridad competente si la causa del retraso es ajena al titular o explotador de la instalación de producción.

Artículo 15. *Cancelación y revocación de la inscripción definitiva.*

Procederá la cancelación de la inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial en los siguientes casos:

a) Cese de la actividad como instalación de producción en régimen especial.

b) Revocación por el órgano competente del reconocimiento de instalación acogida al régimen especial o revocación de la autorización de la instalación, de acuerdo con la legislación aplicable.

La Administración competente comunicará la cancelación o revocación, así como cualquier otra incidencia de la inscripción definitiva en el registro, a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas para su toma de razón en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial. Por su parte, ésta última lo comunicará a la Comisión Nacional de Energía.

## CAPÍTULO III

### Derechos y obligaciones de las instalaciones del régimen especial

Artículo 16. *Contratos con las empresas de red.*

1. El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos.

En dicho contrato se reflejarán, como mínimo, los siguientes extremos:

a) Puntos de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, generación neta, venta y, en su caso, compra.
c) Causas de rescisión o modificación del contrato.
d) Condiciones de explotación de la interconexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción de los excedentes de energía.

La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzca generación neta en la instalación.

2. Adicionalmente, en el caso de conexión a la red de transporte, se aplicará lo dispuesto en el artículo 58 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y deberá comunicarse el contrato técnico de acceso a la red de transporte al operador del sistema y al gestor de la red de transporte.

Este contrato técnico se anexará al contrato principal definido en el apartado anterior.

La firma de los mencionados contratos con los titulares de redes requerirá la acreditación ante éstos de las autorizaciones administrativas de las instalaciones de generación, así como de las correspondientes instalaciones de conexión desde las mismas hasta el punto de conexión en la red de transporte o distribución, necesarias para la puesta en servicio.

Artículo 17. *Derechos de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.2 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción acogidas al régimen especial tendrán los siguientes derechos:

a) Conectar en paralelo su grupo o grupos generadores a la red de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte.
b) Transferir al sistema a través de la compañía eléctrica distribuidora o de transporte su producción neta de energía eléctrica o energía vendida, siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red.
c) Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta en cualquiera de las opciones que aparecen en el artículo 24.1, la retribución prevista en el régimen económico de este real decreto. El derecho a la percepción de la tarifa regulada, o en su caso, prima, estará supeditada a la inscripción definitiva de la instalación en el Registro de instalaciones de producción en régimen especial dependiente de la Dirección General de Política Energética y Minas, con anterioridad a la fecha límite establecida en el artículo 22.
d) Vender toda o parte de su producción neta a través de líneas directas.
e) Prioridad en el acceso y conexión a la red eléctrica en los términos establecidos en el anexo XI de este real decreto o en las normas que lo sustituyan.

Artículo 18. *Obligaciones de los productores en régimen especial.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 30.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los titulares de instalaciones de producción en régimen especial tendrán las siguientes obligaciones:

a) Entregar y recibir la energía en condiciones técnicas adecuadas, de forma que no se causen trastornos en el normal funcionamiento del sistema.
b) Para las instalaciones de generación de la categoría a) en el caso en que se produzca una cesión de energía térmica producida, será requisito para acogerse a este régimen retributivo, la formalización de uno o varios contratos de venta de energía térmica, por el total del calor útil de la planta.
c) Ser inscritas en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del presente real decreto.
d) Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuará como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.

La obligación de adscripción a un centro de control de generación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa.

Los costes de instalación y mantenimiento de los centros de control de generación, incluyendo la instalación y mantenimiento de las líneas de comunicación con el operador del sistema, serán por cuenta de los generadores en régimen especial adscritos a los mismos. La comunicación de dichos centros control de generación con el operador del sistema se hará de acuerdo a los protocolos y estándares comunicados por el operador del sistema y aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Las condiciones de funcionamiento de los centros de control, junto con las obligaciones de los generadores en régimen especial, en relación con los mismos, serán las establecidas en los correspondientes procedimientos de operación.

e) Las instalaciones eólicas están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 «Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas», aprobado mediante resolución de 4 de octubre de 2006 de la Secretaría General de Energía. A estos efectos, la verificación de su cumplimiento se regulará en el procedimiento correspondiente.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 3 de la disposición transitoria quinta, esta obligación será condición necesaria para la percepción de la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma.

Artículo 19. *Remisión de documentación.*

1. Los titulares o explotadores de las instalaciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial deberán enviar al órgano que autorizó la instalación, durante el primer trimestre de cada año, una memoria-resumen del año inmediatamente

anterior, de acuerdo con el modelo establecido en el anexo IV.

En el caso de las instalaciones que tengan la obligación del cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente se remitirá un certificado, de una entidad reconocida por la Administración competente, acreditativo de que se cumplen las exigencias mínimas del anexo I, así como del valor realmente alcanzado de rendimiento eléctrico equivalente, debiendo notificar cualquier cambio producido en los datos aportados para la autorización de la instalación, para la inclusión en el régimen especial o para la inscripción en el registro.

En el caso de instalaciones que utilicen biomasa y/o biogás considerado en los grupos b.6, b.7 y b.8, de forma única, en hibridación o co-combustión, remitirán además, la información que se determine en el correspondiente procedimiento de certificación, dentro del sistema de certificación de biomasa y biogás, que será desarrollado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Asimismo, mientras que, de acuerdo con la disposición final cuarta, no se haya desarrollado dicho sistema, los titulares o explotadores remitirán, adjunta a la memoria resumen, una relación de los tipos de combustible utilizados indicando la cantidad anual empleada en toneladas al año y el PCI medio, en kcal/kg, de cada uno de ellos.

2. En el plazo máximo de un mes, contado a partir de su recepción, los órganos competentes de las comunidades autónomas remitirán la información, incluidas las memorias-resumen anuales, a la Dirección General de Política Energética y Minas para su toma de razón en el registro, con copia a la Comisión Nacional de Energía.

3. Al objeto de proceder a la elaboración de las estadísticas anuales relativas al cumplimiento de los objetivos nacionales incluidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Eficiencia Energética en España (E4), la Dirección General de Política Energética y Minas, a su vez, remitirá y pondrá a disposición del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía toda la información a la que aquí se hace referencia y que afecte a las instalaciones del régimen especial y a las cogeneraciones de más de 50 MW.

4. La documentación a que hace referencia el presente artículo se remitirá por procedimiento telemático a que hace referencia el artículo 10.3 del presente real decreto.

Artículo 20. *Cesión de la energía eléctrica generada en régimen especial.*

1. Las instalaciones incluidas en el régimen especial podrán incorporar al sistema la totalidad de la energía eléctrica neta producida, entendiendo como tal la energía eléctrica bruta generada por la planta menos los consumos propios del sistema de generación de energía eléctrica.

2. Para las instalaciones interconectadas con la red eléctrica, será necesario un acuerdo entre el titular y el gestor de la red correspondiente, que se formalizará mediante un contrato comprensivo de los extremos a que hace referencia el artículo 16.

3. Las instalaciones de régimen especial deberán contar con los equipos de medida de energía eléctrica necesarios que permitan su liquidación, facturación y control, de acuerdo con lo expresado en este real decreto y en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

En el caso de que la medida se obtenga mediante una configuración que incluya el cómputo de pérdidas de energía, el titular y la empresa distribuidora deberán establecer un acuerdo para cuantificar dichas pérdidas. Dicho acuerdo deberá quedar reflejado en el contrato que deben suscribir ambos sujetos, definido en el artículo 16.

Cuando varias instalaciones de producción en régimen especial compartan conexión, en ausencia de acuerdo entre ellas y con el gestor de la red autorizado por el órgano competente, la energía medida se asignará a cada instalación, junto con la imputación de pérdidas que corresponda, proporcionalmente a las medidas individualizadas.

Artículo 21. *Sistema de información del cumplimiento del objetivo de potencia para cada tecnología.*

En el plazo máximo de dos meses desde la publicación del presente real decreto, la Comisión Nacional de Energía establecerá, un sistema de información a través de su página web, en el que se determinará, en cada momento y para cada tecnología, la potencia total con inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, con el grado de avance respecto de los objetivos de potencia establecidos en los artículos 35 al 42 del presente real decreto, la evolución mensual, así como el plazo estimado de cumplimiento del objetivo correspondiente.

Artículo 22. *Plazo de mantenimiento de las tarifas y primas reguladas.*

1. Una vez se alcance el 85 por ciento del objetivo de potencia para un grupo o subgrupo, establecido en los artículos 35 al 42 del presente real decreto, se establecerá, mediante resolución del Secretario General de Energía, el plazo máximo durante el cual aquellas instalaciones que sean inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial con anterioridad a la fecha de finalización de dicho plazo tendrán derecho a la prima o, en su caso, tarifa regulada establecida en el presente real decreto para dicho grupo o subgrupo, que no podrá ser inferior a doce meses.

Para ello la Comisión Nacional de Energía propondrá a la Secretaría General de Energía una fecha límite, teniendo en cuenta el análisis de los datos reflejados por el sistema de información a que hace referencia el artículo 21 y teniendo en cuenta la velocidad de implantación de nuevas instalaciones y la duración media de la ejecución de la obra para un proyecto tipo de una tecnología.

2. Aquellas instalaciones que sean inscritas de forma definitiva en el Registro administrativo de producción en régimen especial dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, con posterioridad a la fecha de finalización establecida para su tecnología, percibirán por la energía vendida, si hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1, una remuneración equivalente al precio final horario del mercado de producción, y si hubieran elegido la opción b) el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por los complementos del mercado que le sean de aplicación.

Sin perjuicio de lo anterior, estas instalaciones serán tenidas en cuenta a la hora de fijar los nuevos objetivos de potencia para el Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Artículo 23. *Instalaciones híbridas.*

1. A los efectos del presente real decreto se entiende por hibridación la generación de energía eléctrica en una instalación, utilizando combustibles y/o tecnologías de los grupos o subgrupos siguientes b.1.2, b.6, b.7, b.8 y c.4, de acuerdo a los tipos y condiciones establecidos en el apartado 2 siguiente.

2. Solo se admiten las instalaciones híbridas de acuerdo a las siguientes definiciones:

i. Hibridación tipo 1: aquella que incorpore 2 ó más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7, b.8 y c4 y que en su conjunto supongan en cómputo anual, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada medida por sus poderes caloríficos inferiores.

ii. Hibridación tipo 2: aquella instalación del subgrupo b.1.2 que adicionalmente, incorpore 1 o más de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8. La generación eléctrica a partir de dichos combustibles deberá ser inferior, en el cómputo anual, al 50 por ciento de la producción total de electricidad. Cuando además de los combustibles principales indicados para los grupos b.6, b.7 y b.8 la instalación utilice otro combustible primario para los usos que figuran en el artículo 2.1.b, la generación eléctrica a partir del mismo no podrá superar, en el cómputo anual, el porcentaje del 10 por ciento, medido por su poder calorífico inferior.

3. Para el caso de hibridación tipo 1, la inscripción en el registro se hará en los grupos o subgrupos que corresponda atendiendo al porcentaje de participación de cada uno de ellos, sin perjuicio de la percepción de la retribución que le corresponda en función de la contribución real mensual de cada uno de los grupos o subgrupos. Salvo que se trate de una cogeneración, en cuyo caso la instalación se inscribirá en el subgrupo a.1.3. Para el caso de hibridación tipo 2, la inscripción se realizará en el grupo b.1.2.

4. En el caso de utilización de un combustible de los contemplados en el presente artículo, pero que no haya sido contemplado en la inscripción de la instalación en el registro, el titular de la misma, deberá comunicarlo al órgano competente, adjuntando justificación del origen de los combustibles no contemplados y sus características, así como los porcentajes de participación de cada combustible y/o tecnología en cada uno de los grupos y subgrupos.

5. Únicamente será aplicable la hibridación entre los grupos y subgrupos especificados en el presente artículo en el caso en que el titular de la instalación mantenga un registro documental suficiente que permita determinar de manera fehaciente e inequívoca la energía eléctrica producida atribuible a cada uno de los combustibles y tecnologías de los grupos y subgrupos especificados.

6. El incumplimiento del registro documental referido en apartado anterior o el fraude en los porcentajes de hibridación retribuidos serán causa suficiente para la revocación del derecho a la aplicación del régimen económico regulado en este real decreto y, en su caso, a la incoación del procedimiento sancionador correspondiente. Si se hubiera elegido la opción de venta de energía a tarifa regulada, la suspensión referida implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma, sin perjuicio de la obligación, en su caso, de abonar el coste de los desvíos en que incurra.

## CAPÍTULO IV

## Régimen económico

### Sección 1.ª Disposiciones generales

Artículo 24. *Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.*

1. Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:

a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatiohora.

b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatiohora.

2. En ambos casos, el titular de la instalación deberá observar las normas contenidas en la sección 2.ª de este capítulo IV, y le será además de aplicación la legislación, normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico.

3. De acuerdo con el artículo 17.d), el titular de una instalación de régimen especial podrá además, vender parte de su energía a través de una línea directa, sin que a esta energía le sea de aplicación el régimen económico regulado en este real decreto.

4. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de la opción elegida, y de los cambios que se produzcan en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía y, en su caso, a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

Artículo 25. *Tarifa regulada.*

La tarifa regulada a que se refiere el artículo 24.1.a) consiste en una cantidad fija, única para todos los periodos de programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, en los artículos 35 al 42 del presente real decreto.

Artículo 26. *Discriminación horaria.*

1. Las instalaciones de la categoría a) y los grupos b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1, podrán acogerse, con carácter voluntario, al régimen de discriminación horaria de dos periodos siguiente:

| Invierno | | Verano | |
|---|---|---|---|
| Punta | Valle | Punta | Valle |
| 11-21 h | 21-24 h y 0-11 h | 12-22h | 22-24 h y 0-12 h |

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

2. La tarifa regulada a percibir en este caso, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada por 1,0462 para el periodo punta y 0,9670 para el periodo valle.

3. El titular de una instalación que desee acogerse a dicho régimen podrá hacerlo por periodos no inferiores a un año lo que comunicará a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

4. El acogimiento al régimen de discriminación horaria regulado en el presente artículo, podrá realizarse, conjuntamente con la elección de venta regulada en el artículo 24.4 del presente real decreto. En caso de no realizarse de forma conjunta, el titular de la instalación no podrá cambiar a la opción de venta del artículo 24.1.b), en tanto en cuanto no haya permanecido acogido al citado régimen de discriminación horaria durante al menos un año.

Artículo 27. *Prima.*

1. La prima a que se refiere el artículo 24.1.b) consiste en una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

2. Para ciertos tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b), se establece una prima variable, en función del precio del mercado de referencia.

Para éstas, se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario. Para el resto de posibilidades contempladas en la opción b) del artículo 24.1, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

La prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma:

i. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.

ii. Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferiores o iguales al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.

iii. Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.

iv. Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.

3. La prima o, cuando corresponda, prima de referencia, así como los límites superior e inferior se determinan en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, en los artículos 35 al 42 del presente real decreto.

Artículo 28. *Complemento por Eficiencia.*

1. Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, que acrediten en cualquier caso un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo por tipo de tecnología y combustible según se recoge en el anexo I de este real decreto, percibirán un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1{,}1 \times (1/\text{REEminimo} - 1/\text{REEi}) \times \text{Cmp}$$

REEminimo: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido que aparece en la tabla del anexo I.

REEi: Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación, en el año considerado y calculado según el anexo I.

Cmp: coste unitario de la materia prima del gas natural (en c€/$kWh_{PCS}$) publicado periódicamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por medio de la orden en la que se establecen, entre otros, las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.

2. Este complemento por mayor eficiencia será retribuido a la instalación independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1 del presente real decreto.

Artículo 29. *Complemento por energía reactiva.*

1. Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/kWh, que será revisado anualmente. Dicho porcentaje, se establece en el anexo V del presente real decreto.

2. Aquellas instalaciones del régimen especial cuya potencia instalada sea igual o superior a 10 MW podrán recibir instrucciones del mismo para la modificación temporal del valor mantenido. En caso de cumplimiento de estas instrucciones del operador del sistema, se aplicará la máxima bonificación contemplada en el anexo V para el periodo en que se encuentre y en caso de incumplimiento de las mismas, se aplicará la máxima penalización contemplada en el mismo anexo para dicho periodo.

El operador del sistema podrá incorporar en dichas instrucciones las propuestas recibidas de los gestores de la red de distribución, y podrá delegar en éstos la transmisión de instrucciones a los generadores conectados a sus redes.

3. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que opten por vender su energía en el mercado, según el artículo 24.1.b), y cumplan los requisitos para ser proveedor del servicio de control de tensiones de la red de transporte, podrán renunciar al complemento por energía reactiva establecido en este artículo, y podrán participar voluntariamente en el procedimiento de operación de control de tensión vigente, aplicando sus mecanismos de retribución.

Artículo 30. *Liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos.*

1. Las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 liquidarán con la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente, a la diferencia entre la energía neta efectivamente producida, valorada al precio de la tarifa regulada que le corresponda y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 34 de este real decreto.

2. Las instalaciones que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 recibirán de la Comisión Nacional de Energía, bien directamente, o bien a través de su representante, la cuantía correspondiente a las primas y complementos que le sean de aplicación.

3. Los pagos correspondientes a los conceptos establecidos en los párrafos 1 y 2 anteriores podrán ser gestionados, a través de un tercero previa autorización por parte de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que deberá ser independiente de las actividades de generación y distribución y ser designado conforme a la legislación de contratos de las Administraciones Públicas.

4. Los importes correspondientes a estos conceptos se someterán al correspondiente proceso de liquidación por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

### Sección 2.ª Participación en el mercado eléctrico

Artículo 31. *Participación en el mercado.*

1. Las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 realizarán la venta de su energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, a los efectos de la cuantificación de los desvíos de energía, y en su caso, liquidación del coste de los mismos, bien directamente o a través de su representante. Para ello, realizarán ofertas de venta de energía a precio cero en el mercado diario, y en su caso, ofertas en el intradiario, de acuerdo con las Reglas del Mercado vigentes.

2. Para las instalaciones a las que hace referencia el artículo 34.2, la oferta de venta se realizará de acuerdo con la mejor previsión posible con los datos disponibles o en su defecto, de acuerdo con los perfiles de producción recogidos en el anexo XII del presente real decreto.

3. El operador del sistema liquidará tanto el coste de los desvíos como el déficit de desvíos correspondiente a aquellas instalaciones que están exentas de desvíos, de acuerdo a los procedimientos de operación correspondientes.

4. Con carácter mensual, el operador del mercado y el operador del sistema remitirán a la Comisión Nacional de Energía la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones que hayan optado por vender su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1.

5. Las instalaciones que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 podrán vender su energía bien directamente o bien indirectamente mediante representación tanto en el mercado de ofertas como en la firma de contratos bilaterales o en la negociación a plazo.

6. El representante podrá ser agente del mercado en el que vaya a negociar la energía de su representado, para lo que tendrá que cumplir con los requisitos y procedimientos establecidos para ello.

Si el sujeto al que representa fuera agente del mercado diario de producción no será necesario que el representante se acredite como tal.

7. El representante podrá presentar las ofertas por el conjunto de las instalaciones de régimen especial a las que representa, agrupadas en una o varias unidades de oferta, sin perjuicio de la obligación de desagregar por unidades de producción las ofertas casadas.

8. Los operadores dominantes del sector eléctrico, determinados por la Comisión Nacional de la Energía, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, sólo podrán actuar como representantes instalaciones de producción en régimen especial de las que posean una participación directa o indirecta superior al 50 por ciento. Esta limitación debe ser aplicada, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores del operador dominante y sus instalaciones de régimen especial. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas.

9. Los titulares de instalaciones de producción en régimen ordinario que no pertenezcan a los operadores dominantes, así como las personas jurídicas participadas por alguno de ellos, o terceras sociedades que ejerzan la representación de instalaciones de producción, podrán actuar como representantes de instalaciones de producción en régimen especial, con la adecuada separación de actividades por cuenta propia y cuenta ajena, y hasta un límite máximo del 5 por ciento de cuota conjunta de participación del grupo de sociedades en la oferta del mercado de producción. Estas características y limitación deben ser aplicadas, igualmente, a los contratos de adquisición de energía firmados entre los comercializadores no pertenecientes a los operadores dominantes y las instalaciones de régimen especial. Se entiende que una empresa está participada por otra cuando se cumplan los criterios establecidos en el artículo 185 de la Ley de Sociedades Anónimas.

10. La Comisión Nacional de Energía será responsable de incoar los correspondientes procedimientos sancionadores en caso de incumplimiento de lo previsto en los apartados anteriores.

Artículo 32. *Requisitos para participar en el mercado.*

Para adquirir la condición de sujeto del mercado de producción, el titular de la instalación o quien le represente deberá cumplir las condiciones establecidas en el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. Una vez adquirida dicha condición, o cuando se produzca cualquier modificación de ésta, el operador del sistema lo comunicará en el plazo de dos semanas a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 33. *Participación en los servicios de ajuste del sistema.*

1. Las instalaciones objeto del presente real decreto que hayan elegido la opción b) del artículo 24.1 podrán participar en los mercados asociados a los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo teniendo en cuenta que:

a) El valor mínimo de las ofertas para la participación en estos servicios de ajuste del sistema será de 10 MW, pudiendo alcanzar dicho valor como oferta agregada de varias instalaciones.

b) Podrán participar todas las instalaciones de régimen especial salvo las no gestionables, previa autoriza-

ción mediante resolución, de la Dirección General de Política Energética y Minas y habilitación del operador del sistema.

2. En caso de que el programa de producción de una instalación de régimen especial resulte modificado por alguno de los servicios de ajuste del sistema, esta modificación del programa devengará los derechos de cobro y/u obligaciones de pago correspondientes a la provisión del servicio, obteniendo en todo caso la instalación el derecho a la percepción de la prima y los complementos correspondientes por la energía vertida de forma efectiva a la red.

En este caso, el operador del sistema comunicará al distribuidor correspondiente, al operador del mercado y a la Comisión Nacional de Energía el importe devengado por este servicio, así como la energía cedida.

3. Las instalaciones que tengan la obligación de cumplir un determinado rendimiento eléctrico equivalente cuando sean programadas por restricciones técnicas serán eximidas del requisito del cumplimiento del citado rendimiento durante el periodo correspondiente a dicha programación.

4. La Secretaría General de Energía establecerá, mediante Resolución, un procedimiento técnico-económico en el que se fijará el tratamiento de las instalaciones de cogeneración para la solución de situaciones de congestión del sistema.

Artículo 34. *Cálculo y liquidación del coste de los desvíos.*

1. A las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1, se les repercutirá el coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada período de programación.

El coste del desvío, en cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.

2. Estarán exentas del pago del coste de los desvíos aquellas instalaciones que habiendo elegido la opción a) del artículo 24.1 no tengan obligación de disponer de equipo de medida horaria, de acuerdo con el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

### Sección 3.ª tarifas y primas

Artículo 35. *Tarifas, y primas para instalaciones de la categoría a): cogeneración u otras a partir de energías residuales.*

1. Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría a), será la contemplada en la tabla 1, siguiente:

Tabla 1

| Grupo | Subgrupo | Combustible | Potencia | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh |
|---|---|---|---|---|---|
| a.1 | a.1.1 | | P≤0,5 MW | 12,0400 | |
| | | | 0,5<P≤1 MW | 9,8800 | |
| | | | 1<P≤10 MW | 7,7200 | 2,7844 |
| | | | 10<P≤25 MW | 7,3100 | 2,2122 |
| | | | 25<P≤50 MW | 6,9200 | 1,9147 |
| | a.1.2 | | P≤0,5 MW | 13,2900 | |
| | | Gasoleo / GLP | 0,5<P≤1 MW | 11,3100 | |
| | | | 1<P≤10 MW | 9,5900 | 4,6644 |
| | | | 10<P≤25 MW | 9,3200 | 4,2222 |
| | | | 25<P≤50 MW | 8,9900 | 3,8242 |
| | | Fuel | 0,5<P≤1 MW | 10,4100 | |
| | | | 1<P≤10 MW | 8,7600 | 3,8344 |
| | | | 10<P≤25 MW | 8,4800 | 3,3822 |
| | | | 25<P≤50 MW | 8,1500 | 2,9942 |
| | a.1.4 | Carbón | P≤10 MW | 6,1270 | 3,8479 |
| | | | 10<P≤25 MW | 4,2123 | 1,5410 |
| | | | 25<P≤50 MW | 3,8294 | 0,9901 |
| | | Otros | P≤10 MW | 4,5953 | 1,9332 |
| | | | 10<P≤25 MW | 4,2123 | 1,1581 |
| | | | 25<P≤50 MW | 3,8294 | 0,6071 |
| a.2 | | | P≤10 MW | 4,6000 | 1,9344 |
| | | | 10<P≤25 MW | 4,2100 | 1,1622 |
| | | | 25<P≤50 MW | 3,8300 | 0,6142 |

2. Las pilas de combustible percibirán una retribución igual a la de las instalaciones del subgrupo a.1.1 de no más de 0,5 MW de potencia instalada.

3. Cuando el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito indistinto de utilización como calor o frío para climatización de edificios, se atenderá a lo establecido en el anexo IX para considerar un periodo de tiempo distinto de un año y para calcular la retribución por la energía que le corresponda.

4. Para las instalaciones de la categoría a.1.3 la retribución será la correspondiente a la de los grupos b.6, b.7 y b.8, incrementada con los porcentajes que se establecen en la tabla 2 siguiente, siempre que se cumpla el rendimiento eléctrico equivalente exigido, de acuerdo con el anexo I, sin perjuicio de lo establecido en la sección 5.ª del capítulo IV del presente real decreto.

Tabla 2

| Subgrupo | Combustible | Potencia | Plazo | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh |
|---|---|---|---|---|---|
| a.1.3 | b.6.1 | P≤2 MW | primeros 15 años | 16,0113 | 11,6608 |
| | | | a partir de entonces | 11,8839 | 0,0000 |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 14,6590 | 10,0964 |
| | | | a partir de entonces | 12,3470 | 0,0000 |
| | b.6.2 | P≤2 MW | primeros 15 años | 12,7998 | 8,4643 |
| | | | a partir de entonces | 8,6294 | 0,0000 |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 10,7540 | 6,1914 |
| | | | a partir de entonces | 8,0660 | 0,0000 |
| | b.6.3 | P≤2 MW | primeros 15 años | 12,7998 | 8,4643 |
| | | | a partir de entonces | 8,6294 | 0,0000 |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 11,8294 | 7,2674 |
| | | | a partir de entonces | 8,0660 | 0,0000 |
| | b.7.1 | | primeros 15 años | 8,2302 | 4,0788 |
| | | | a partir de entonces | 6,7040 | 0,0000 |
| | b.7.2 | P≤500 kW | primeros 15 años | 13,3474 | 10,0842 |
| | | | a partir de entonces | 6,6487 | 0,0000 |
| | | 500 kW ≤ P | primeros 15 años | 9,9598 | 6,1009 |
| | | | a partir de entonces | 6,6981 | 0,0000 |
| | b.7.3 | | primeros 15 años | 5,3600 | 3,0844 |
| | | | a partir de entonces | 5,3600 | 0,0000 |
| | b.8.1 | P≤2 MW | primeros 15 años | 12,7998 | 8,4643 |
| | | | a partir de entonces | 8,6294 | 0,0000 |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 10,9497 | 6,3821 |
| | | | a partir de entonces | 8,2128 | 0,0000 |
| | b.8.2 | P≤2 MW | primeros 15 años | 9,4804 | 5,1591 |
| | | | a partir de entonces | 6,6506 | 0,0000 |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 7,1347 | 2,9959 |
| | | | a partir de entonces | 7,1347 | 0,0000 |
| | b.8.3 | P≤2 MW | primeros 15 años | 9,4804 | 5,4193 |
| | | | a partir de entonces | 6,6506 | 0,0000 |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 9,3000 | 4,9586 |
| | | | a partir de entonces | 7,5656 | 0,0000 |

5. A los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22 se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para la categoría a), 9215 MW, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 44.

Artículo 36. *Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b).*

Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría b) será la contemplada en la tabla 3, siguiente.

Se contempla, para algunos subgrupos, una retribución diferente para los primeros años desde su puesta en servicio.

Tabla 3

| Grupo | Subgrupo | Potencia | Plazo | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh | Límite Superior c€/kWh | Límite Inferior c€/kWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| b.1 | b.1.1 | P≤100 kW | primeros 25 años | 44,0381 | | | |
| | | | a partir de entonces | 35,2305 | | | |
| | | 100 kW<P≤10 MW | primeros 25 años | 41,7500 | | | |
| | | | a partir de entonces | 33,4000 | | | |
| | | 10<P≤50 MW | primeros 25 años | 22,9764 | | | |
| | | | a partir de entonces | 18,3811 | | | |
| | b.1.2 | | primeros 25 años | 26,9375 | 25,4000 | 34,3976 | 25,4038 |
| | | | a partir de entonces | 21,5498 | 20,3200 | | |
| b.2 | b.2.1 | | primeros 20 años | 7,3228 | 2,9291 | 8,4944 | 7,1275 |
| | | | a partir de entonces | 6,1200 | 0,0000 | | |
| b.3 | | | primeros 20 años | 6,8900 | 3,8444 | | |
| | | | a partir de entonces | 6,5100 | 3,0600 | | |
| b.4 | | | primeros 25 años | 7,8000 | 2,5044 | 8,5200 | 6,5200 |
| | | | a partir de entonces | 7,0200 | 1,3444 | | |
| b.5 | | | primeros 25 años | * | 2,1044 | 8,0000 | 6,1200 |
| | | | a partir de entonces | ** | 1,3444 | | |
| b.6 | b.6.1 | P≤2 MW | primeros 15 años | 15,8890 | 11,5294 | 16,6300 | 15,4100 |
| | | | a partir de entonces | 11,7931 | 0,0000 | | |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 14,6590 | 10,0964 | 15,0900 | 14,2700 |
| | | | a partir de entonces | 12,3470 | 0,0000 | | |
| | b.6.2 | P≤2 MW | primeros 15 años | 12,5710 | 8,2114 | 13,3100 | 12,0900 |
| | | | a partir de entonces | 8,4752 | 0,0000 | | |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 10,7540 | 6,1914 | 11,1900 | 10,3790 |
| | | | a partir de entonces | 8,0660 | 0,0000 | | |
| | b.6.3 | P≤2 MW | primeros 15 años | 12,5710 | 8,2114 | 13,3100 | 12,0900 |
| | | | a partir de entonces | 8,4752 | 0,0000 | | |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 11,8294 | 7,2674 | 12,2600 | 11,4400 |
| | | | a partir de entonces | 8,0660 | 0,0000 | | |
| b.7 | b.7.1 | | primeros 15 años | 7,9920 | 3,7784 | 8,9600 | 7,4400 |
| | | | a partir de entonces | 6,5100 | 0,0000 | | |
| | b.7.2 | P≤500 kW | primeros 15 años | 13,0690 | 9,7696 | 15,3300 | 12,3500 |
| | | | a partir de entonces | 6,5100 | 0,0000 | | |
| | | 500 kW ≤ P | primeros 15 años | 9,6800 | 5,7774 | 11,0300 | 9,5500 |
| | | | a partir de entonces | 6,5100 | 0,0000 | | |
| | b.7.3 | | primeros 15 años | 5,3600 | 3,0844 | 8,3300 | 5,1000 |
| | | | a partir de entonces | 5,3600 | 0,0000 | | |

| Grupo | Subgrupo | Potencia | Plazo | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh | Límite Superior c€/kWh | Límite Inferior c€/kWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| b.8 | b.8.1 | P≤2 MW | primeros 15 años | 12,5710 | 8,2114 | 13,3100 | 12,0900 |
| | | | a partir de entonces | 8,4752 | 0,0000 | | |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 10,7540 | 6,1914 | 11,1900 | 10,3790 |
| | | | a partir de entonces | 8,0660 | 0,0000 | | |
| | b.8.2 | P≤2 MW | primeros 15 años | 9,2800 | 4,9214 | 10,0200 | 8,7900 |
| | | | a partir de entonces | 6,5100 | 0,0000 | | |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 6,5080 | 1,9454 | 6,9400 | 6,1200 |
| | | | a partir de entonces | 6,5080 | 0,0000 | | |
| | b.8.3 | P≤2 MW | primeros 15 años | 9,2800 | 5,1696 | 10,0200 | 8,7900 |
| | | | a partir de entonces | 6,5100 | 0,0000 | | |
| | | 2 MW ≤ P | primeros 15 años | 8,0000 | 3,2199 | 9,0000 | 7,5000 |
| | | | a partir de entonces | 6,5080 | 0,0000 | | |

* La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para los primeros veinticinco años desde la puesta en marcha será: 6,60 + 1,20 x [(50 - P) / 40], siendo P la potencia de la instalación.

** La cuantía de la tarifa regulada para las instalaciones del grupo b.5 para el vigésimo sexto año y sucesivos desde la puesta en marcha será: 5,94 + 1,080 x [(50 - P) / 40], siendo P la potencia de la instalación.

Artículo 37. *Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior para las instalaciones del grupo b.1 y de lo dispuesto en el artículo 44, a los efectos de lo establecido en los ar-tículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para el subgrupo b.1.1, 371 MW y para el subgrupo b.1.2, 500 MW.

Artículo 38. *Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupo b.2: energía eólica.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior, para las instalaciones del grupo b.2:

1. Para las instalaciones del subgrupo b.2.2, la prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia que se regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones eólicas en el mar territorial será de 8,43 c€kWh y el límite superior, 16,40 c€/kWh.

2. A los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para la tecnología eólica, 20.155 MW sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 44.

Artículo 39. *Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupo b.3: geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, oceanográfica, y de las corrientes marinas.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior, para las instalaciones del grupo b.3, se podrá determinar el derecho a la percepción de una tarifa o prima, específica para cada instalación, durante los primeros quince años desde su puesta en servicio.

El cálculo de esta prima para cada instalación se realizará a través de los datos obtenidos en el modelo de solicitud del anexo VII.

Artículo 40. *Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupos b.4 y b.5: energía hidroeléctrica.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior, para las instalaciones de los grupos b.4 y b.5 y de lo dispuesto en el artículo 44, a los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para la tecnología hidroeléctrica de potencia menor o igual a 10 MW, 2.400 MW.

Artículo 41. *Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupos b.6, b.7 y b.8: biomasa y biogás.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 36 anterior, para las instalaciones de los grupos b.6, b.7 y b.8, y de lo dispuesto en el artículo 44, a los efectos de lo establecido en los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para instalaciones que utilicen como combustible los recogidos para los grupos b.6 y b.8, 1.317 MW y para las de los combustibles del grupo b.7, 250 MW. En estos casos, no se considerarán, dentro de los objetivos de potencia instalada de referencia, las potencias equivalentes de biomasa o biogás en instalaciones de co-combustión.

Artículo 42. *Tarifas y primas para instalaciones de la categoría c): residuos.*

1. Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría c) será la contemplada en la tabla 4, siguiente

Tabla 4

| Grupo | Tarifa regulada – c€/kWh | Prima de referencia – c€/kWh |
|---|---|---|
| c.1 . . . . . | 5,36 | 2,30 |
| c.2 . . . . . | 5,36 | 2,30 |
| c.3 . . . . . | 3,83 | 2,30 |
| c.4 . . . . . | 5,20 | 1,74 |

2. A los efectos de lo establecido en el los artículos 17.c) y 22, se establece como objetivo de potencia instalada de referencia para el grupo c.1, 350 MW, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 44.

Artículo 43. *Tarifas y primas para las instalaciones híbridas consideradas en el artículo 23.*

Las primas o tarifas aplicables a la electricidad vertida a la red, en las instalaciones híbridas, se valorarán según la energía primaria aportada a través de cada una de las tecnologías y/o combustibles, de acuerdo a lo establecido en el anexo X.

Artículo 44. *Actualización y revisión de tarifas, primas y complementos.*

1. Las tarifas y primas de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 sufrirán una actualización trimestral en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VI y el índice nacional de precios al consumo (en adelante IPC) en ese mismo periodo. Dicha actualización se hará siguiendo el procedimiento recogido en el anexo VII de este real decreto.

Aquellas instalaciones, de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 que hayan cumplido diez años de explotación tendrán una corrección por antigüedad en la actualización correspondiente a los años posteriores, de acuerdo a lo establecido en el anexo VII apartado c).

No obstante lo anterior, aquella instalación que a la entrada en vigor del presente real decreto se encuentre ya en explotación no experimentará la mencionada corrección por antigüedad, bien hasta que cumpla quince años desde la fecha de puesta en servicio o bien hasta pasados diez años desde la entrada en vigor del presente real decreto, lo que antes ocurra.

Para los subgrupos a.2 y a.1.4 se actualizarán las retribuciones anualmente en función de la evolución del IPC y del precio del carbón, respectivamente, según dicho anexo VII.

Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado definidos en este real decreto, para la categoría b) y el subgrupo a.1.3, se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC menos el valor establecido en la disposición adicional primera del presente real decreto.

Las tarifas y primas para la las instalaciones de los grupos c.1, c.2 y c.3 se mantendrán durante un periodo de quince años desde la puesta en servicio de la instalación, actualizándose, las correspondientes a los grupos c.1 y c.3, anualmente tomando como referencia el IPC, y las correspondientes al grupo c.2, de igual manera que las cogeneraciones del grupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen como combustible fueloil. Para las instalaciones del grupo c.4, las tarifas y primas se actualizarán anualmente, atendiendo al incremento del IPC, así como la evolución del mercado de electricidad y del precio del carbón en los mercados internacionales.

2. Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado que resulten de cualquiera de las actualizaciones contempladas en el punto anterior serán de aplicación a la totalidad de instalaciones de cada grupo, con independencia de la fecha de puesta en servicio de la instalación.

3. Durante el año 2010, a la vista del resultado de los informes de seguimiento sobre el grado de cumplimiento del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), así como de los nuevos objetivos que se incluyan en el siguiente Plan de Energías Renovables para el período 2011-2020, se procederá a la revisión de las tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior definidos en este real decreto, atendiendo a los costes asociados a cada una de estas tecnologías, al grado de participación del régimen especial en la cobertura de la demanda y a su incidencia en la gestión técnica y económica del sistema, garantizando siempre unas tasas de rentabilidad razonables con referencia al coste del dinero en el mercado de capitales. Cada cuatro años, a partir de entonces, se realizará una nueva revisión manteniendo los criterios anteriores.

Las revisiones a las que se refiere este apartado de la tarifa regulada y de los límites superior e inferior no afectarán a las instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión.

4. Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para establecer mediante circular la definición de las tecnologías e instalaciones tipo, así como para recopilar información de las inversiones, costes, ingresos y otros parámetros de las distintas instalaciones reales que configuran las tecnologías tipo.

### Sección 4.ª Instalaciones que sólo pueden optar por vender su energía eléctrica en el mercado

Artículo 45. *Instalaciones con potencia superior a 50 MW.*

1. Las instalaciones con potencia eléctrica instalada superior a 50 MW descritas en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, están obligadas a negociar libremente en el mercado su producción neta de electricidad.

2. Las instalaciones de tecnologías análogas a las de la categoría b), salvo las hidroeléctricas, de potencia instalada mayor de 50 MW, tendrán derecho a percibir una prima, aplicada a la electricidad vendida al mercado, igual a la de una instalación de 50 MW del mismo grupo y subgrupo y, en su caso, mismo combustible y misma antigüedad desde la fecha de puesta en servicio, determinados en el artículo 36, multiplicada por el siguiente coeficiente:

0,8 – [ (Pot –50) / 50) x 0,6 ], para las instalaciones hasta 100 MW, o

0,2 x Pot, para el resto,

siendo Pot, la potencia de la instalación, en MW, y siéndoles en ese caso de aplicación los límites inferior y superior previstos en el mismo, multiplicados por el mismo coeficiente, en cada caso.

3. Aquellas instalaciones de tecnología análogas a las de la categoría c), de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW, tendrán derecho a percibir una prima, aplicada a la electricidad vendida al mercado, igual a la prima de una instalación de 50 MW del mismo grupo y combustible, determinada en el artículo 42, multiplicada por el siguiente coeficiente:

$$2 * [ 1 – (Pot / 100) ]$$

siendo Pot, la potencia de la instalación, en MW.

4. Aquellas cogeneraciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW, siempre que cumplan el requisito mínimo en cuanto a cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente que se determina en el anexo I, tendrán derecho a percibir una prima, aplicada a la electricidad vendida al mercado, igual a la prima de una instalación de 50 MW del mismo grupo, subgrupo y combustible, determinada en el artículo 35, multiplicada por el siguiente coeficiente:

$$2 * [ 1 – (Pot / 100) ]$$

siendo Pot, la potencia de la instalación, en MW.

5. Aquellas cogeneraciones de potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, tendrán igualmente derecho a percibir el complemento por eficiencia definido en el artículo 25 de este real decreto.

6. A los efectos de lo previsto en este artículo, los titulares de las instalaciones deberán presentar una solicitud ante la Dirección General de Política Energética y Minas, en los términos establecidos en el capítulo II de este real decreto para las instalaciones del régimen especial.

7. Las instalaciones a que hace referencia este artículo deberán estar inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con una anotación al margen indicando la particularidad prevista en los párrafos anteriores.

Artículo 46. *Instalaciones de co-combustión de biomasa y/o biogás en centrales térmicas del régimen ordinario.*

1. Sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria octava, las instalaciones térmicas de régimen ordinario, podrán utilizar como combustible adicional biomasa y/o biogás de los considerados para los grupos b.6 y b.7 en los términos que figuran en el anexo II.

Mediante acuerdo del Consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a la percepción de una prima, específica para cada instalación, durante los primeros quince años desde su puesta en servicio.

El cálculo de esta prima para cada instalación se realizará a través de los datos obtenidos en el modelo de solicitud del anexo VIII.

La prima sólo se aplicará a la parte proporcional de energía eléctrica producida atribuible a la biomasa y/o biogás sobre el total de la energía producida por la instalación, en base a la energía primaria.

2. Todas estas instalaciones deberán estar inscritas en la sección primera del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con una anotación al margen indicando la particularidad prevista en el apartado anterior.

Artículo 47. *Instalaciones que estuvieran sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre.*

El Ministro de Industria Turismo y Comercio, podrá determinar el derecho a la percepción de una prima, para aquella instalación, de potencia igual o inferior a 10 MW, que a la entrada en vigor de la referida Ley del Sector Eléctrico hubiera estado sometida al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio, cuando realice una inversión suficiente en la misma con objeto de aumentar la capacidad de producción de energía eléctrica.

Para ello, el titular de la instalación deberá dirigir una solicitud a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria y Turismo, adjuntando un proyecto técnico-económico que justifique las mejoras a ejecutar y la viabilidad de la misma, quien formulará una propuesta de resolución, previo informe de la Comisión Nacional de Energía otorgando, en su caso, el derecho a la percepción de una prima, y la cuantía de la misma.

Sección 5.ª Exigencia de rendimiento de las cogeneraciones

Artículo 48. *Cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente para las cogeneraciones.*

1. Cualquier instalación de cogeneración a la que le sea exigible el cumplimiento de lo establecido en el anexo I del presente real decreto, deberá calcular y acreditar a final de año el rendimiento eléctrico equivalente real alcanzado por su instalación. Para ello además deberá acreditar y justificar el calor útil producido por la planta y efectivamente aprovechado por la instalación consumidora del mismo.

2. Por otro lado el titular de la instalación efectuará una autoliquidación anual que incluya el cálculo del complemento por eficiencia, definido en el artículo 28 de este real decreto,

En el caso del uso del calor útil en climatización, el titular habrá de efectuar las autoliquidaciones que se determinen, de acuerdo con el apartado 3 del artículo 35 y el anexo IX.

3. El titular de la instalación será responsable de presentar y acreditar ante la Administración competente la correspondiente hoja de liquidación económica con los siguientes conceptos recogidos:

a) Energía eléctrica en barras de central (E) o generación neta total de la instalación, así como la generación bruta de electricidad, medida en bornes de generador.

b) Combustible o combustibles utilizados (cantidad y PCI; Q).

c) Calor útil (V) económicamente justificable, procedente de la cogeneración medido y aplicado al cliente o consumidor del mismo, acompañado de una Memoria Técnica justificativa de su uso, especificando además el mecanismo propuesto y empleado para realizar la medida del mencionado calor útil.

d) Consumo energético térmico asociado, por unidad de producto acabado y fabricado por el cliente de energía térmica. Esta acreditación será realizada por una entidad reconocida por la Administración competente.

Artículo 49. *Comunicación de la suspensión del régimen económico.*

1. Aquellas instalaciones a las que se le exija el cumplimiento de un rendimiento eléctrico equivalente mínimo según el anexo I, salvo las instalaciones del subgrupo a.1.3, podrán comunicar la suspensión del régimen económico asociado a su condición de instalación acogida al régimen especial de forma temporal. En caso de haber elegido la opción de venta de energía a tarifa regulada, la retribución a percibir será, durante ese periodo, un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma, sin perjuicio, en su caso del cumplimiento de lo establecido en el artículo 34 de este real decreto.

Aquellas instalaciones del grupo a.1.3, podrán comunicar la suspensión del régimen económico asociado a dicho grupo, de forma temporal. En ese caso, percibirán, durante el periodo, la retribución correspondiente a la de las instalaciones de los grupos b.6, b.7 o b.8, de acuerdo con el combustible utilizado.

2. En cualquier caso, la comunicación a que hace referencia el párrafo 1 anterior será remitida al organismo competente de la comunidad autónoma, indicando la fecha de aplicación y duración total del mencionado periodo suspensivo. Asimismo se remitirá copia de la citada comunicación a la Dirección General de Política Energética y a la Comisión Nacional de Energía.

3. El periodo suspensivo solo podrá ser disfrutado una sola vez por año y corresponderá a un plazo temporal mínimo de un mes y máximo de seis meses, durante el

cual no le será exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente.

4. No será de aplicación la obligación de comunicación a que hacen referencia el apartado 1 anterior a las instalaciones a que hace referencia el artículo 35.3.

Artículo 50. *Penalización por incumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente.*

1. A aquellas instalaciones no incluidas en el subgrupo a.1.3 que en un año no hayan podido cumplir el rendimiento eléctrico equivalente exigido de acuerdo al anexo I del presente real decreto y que no hayan efectuado la comunicación a que hace referencia el artículo 49, les será de aplicación, durante ese año, el régimen retributivo contemplado en el presente real decreto o en decretos anteriores vigentes con carácter transitorio, aplicado a la electricidad que, de acuerdo con los valores reales y certificados de calor útil en dicho año, hubiera cumplido con el rendimiento eléctrico equivalente exigido.

La diferencia entre la electricidad generada neta en el mencionado año y la que hubiera cumplido con el rendimiento eléctrico equivalente exigido no recibirá prima, en caso de acogerse a la opción de venta a mercado o bien será retribuida con un precio equivalente al precio final horario del mercado en caso de acogerse a la opción de venta a tarifa regulada.

2. A aquellas instalaciones del subgrupo a.1.3 que en un cierto año no hayan podido cumplir el rendimiento eléctrico equivalente exigido de acuerdo al anexo I del presente real decreto y que no hayan efectuado la comunicación a que hace referencia el artículo 49, les será de aplicación, durante ese año, el régimen retributivo contemplado en el presente real decreto para las instalaciones del grupo b.6, b.7 o b.8, en función del combustible utilizado.

3. El incumplimiento a que hace referencia los apartados primero y segundo podrá producirse una sola vez a lo largo de la vida útil de la planta, En caso de producirse un segundo incumplimiento, quedará revocado el derecho a la aplicación del régimen económico regulado en este real decreto o en reales decretos anteriores vigentes con carácter transitorio y podrá incoarse, en su caso, el procedimiento sancionador correspondiente. En caso de haber elegido la opción de venta de energía a tarifa regulada, la retribución a percibir sería un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma.

La suspensión del régimen económico por razón del incumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente quedará reflejada con una anotación al margen en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, indicando esta particularidad.

4. Aquellas instalaciones de cogeneración que tras la realización de una inspección no puedan acreditar el cumplimiento de los valores comunicados en el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente de su instalación se someterán al expediente sancionador que incoará el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Artículo 51. *Inspección de las cogeneraciones.*

1. La Administración General del Estado, a través de la Comisión Nacional de la Energía, y en colaboración con los órganos competentes de las Comunidades Autónomas correspondientes, realizará inspecciones periódicas y aleatorias a lo largo del año en curso, sobre aquellas instalaciones de cogeneración objeto del cumplimiento del requisito del rendimiento eléctrico equivalente anual definido en el anexo I, siguiendo los criterios de elección e indicaciones que la Secretaria General de la Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio imponga en cada caso, ajustándose el número total de inspecciones efectuadas anualmente a un mínimo del 10 por ciento del total de instalaciones de cogeneración existentes, que representen al menos el 10 por ciento de la potencia instalada dentro del subgrupo correspondiente.

2. Para la realización de estas inspecciones, la Comisión Nacional de Energía podrá servirse de una entidad reconocida por la Administración General del Estado. Dichas inspecciones se extenderán a la verificación de los procesos y condiciones técnicas y de confort que den lugar a la demanda de calor útil, de conformidad con la definición del artículo 2.a) del presente real decreto.

Disposición adicional primera. *Valor a detraer del IPC para las actualizaciones a que se hace referencia en el presente real decreto.*

El valor de referencia establecido para la detracción del IPC a que se hace referencia en el presente real decreto para las actualizaciones de algunos valores establecidos será de veinticinco puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012 y de cincuenta puntos básicos a partir de entonces

Disposición adicional segunda. *Garantía de potencia.*

Tendrán derecho al cobro de una retribución por garantía de potencia, en su caso, aquellas instalaciones acogidas al régimen especial que hayan optado por vender su energía libremente en el mercado, de acuerdo con el artículo 24.1.b), salvo las instalaciones que utilicen una energía primaria no gestionable.

En lo referente a la retribución por garantía de potencia, a estas instalaciones les será de aplicación la misma legislación, normativa y reglamentación, y en las mismas condiciones, que a los productores de energía eléctrica en régimen ordinario.

Disposición adicional tercera. *Instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto.*

Aquellas instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW no incluidas en el ámbito de aplicación de este real decreto, que pertenezcan a empresas vinculadas con empresas distribuidoras a las que se refiere la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, podrán entregar su energía a dicha empresa distribuidora hasta que finalice el periodo transitorio contemplado en la disposición transitoria quinta, facturándola al precio final horario del mercado de producción de energía eléctrica en cada período de programación. Una vez finalice dicho periodo transitorio, venderán su energía de la misma manera que las instalaciones de régimen especial que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del presente real decreto, percibiendo por su energía el precio final horario del mercado de producción de energía eléctrica en cada período de programación.

Disposición adicional cuarta. *Instalaciones acogidas a la disposición transitoria primera o disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

Las instalaciones que a la entrada en vigor del presente real decreto estuvieran acogidas a la disposición transitoria primera o disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, quedarán automáticamente comprendidas en la categoría, grupo y subgrupo que le corresponda del nuevo real decreto en

función de la tecnología y combustible utilizado, manteniendo su inscripción.

Disposición adicional quinta. *Modificación del incentivo para ciertas instalaciones de la categoría a) definidas en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

Desde la entrada en vigor del citado Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, y hasta la entrada en vigor del presente real decreto, se modifica la cuantía de los incentivos regulados en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, para las instalaciones: del subgrupo a.1.1 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada, quedando establecido en 1,9147 c€/kWh durante los primeros quince años desde su puesta en marcha y en 1,5318 c€/kWh a partir de entonces; para las del subgrupo a.1.2 de más de 10 MW y no más de 25 MW de potencia instalada, quedando establecido en 1,1488 c€/kWh y para las del grupo a.2 de más de 10 MW y no más de 25 MW, de potencia instalada, quedando establecido en 0,7658 c€/kWh, durante los primeros diez años desde su puesta en marcha y en 1,1488 c€/kWh a partir de entonces.

Disposición adicional sexta. *Instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

1. Aquellas instalaciones de potencia instalada mayor de 50 MW y no superior a 100 MW, que hubieran estado acogidas a la disposición transitoria primera del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad e producción de energía eléctrica en régimen especial, tendrán derecho al cobro por energía reactiva regulado en el artículo 29 del presente real decreto.

2. Aquellas de las instalaciones contempladas en el párrafo 1, que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética, percibirán una prima por su energía vendida en el mercado de 1,9147 c€/kWh que será actualizado anualmente con el incremento del IPC, durante un periodo máximo de quince años desde su puesta en servicio.

3. Igualmente, aquellas de las instalaciones contempladas en el párrafo 1, que utilicen la cogeneración con gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior, y siempre que cumplan los requisitos que se determinan en el anexo, percibirán una prima por su energía vendida en el mercado de 1,9147 c€/kWh que será actualizado anualmente con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.2 del presente real decreto, durante un periodo máximo de quince años desde su puesta en servicio.

Disposición adicional séptima. *Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión.*

Aquellas instalaciones eólicas que, con anterioridad al 1 de enero de 2008, dispongan de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, tendrán derecho a percibir un complemento específico, una vez que cuenten con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, según se establece en los procedimientos de operación correspondientes, y a los que se refiere el artículo 18.e), durante un periodo máximo de cinco años, y que podrá extenderse como máximo hasta el 31 de diciembre de 2013,

Independientemente de la opción de venta elegida en el artículo 24.1 de este real decreto, este complemento tendrá el valor de 0,38 cent€/kWh. Este valor será revisado anualmente, de acuerdo al incremento del IPC menos el valor establecido en la disposición adicional primera del presente real decreto.

Dicho complemento será aplicable únicamente a las instalaciones eólicas que acrediten ante la empresa distribuidora y ante la Dirección General de Política Energética y Minas un certificado de una entidad autorizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio que demuestre el cumplimiento de los requisitos técnicos exigidos, de acuerdo con el procedimiento de verificación correspondiente.

La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de esta mejora en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía, a los efectos de liquidación de las energías, y al operador del sistema a efectos de su consideración a efectos de control de producción cuando ello sea de aplicación para preservar la seguridad del sistema.

Este complemento será facturado y liquidado por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo a lo establecido en el artículo 27.

Disposición adicional octava. *Acceso y conexión a la red.*

En tanto el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio no establezca nuevas normas técnicas para la conexión a la red eléctrica de las instalaciones sometidas al presente real decreto, en lo relativo a acceso y conexión y sin perjuicio de la existencia de otras referencias existentes en la normativa vigente se atenderá a lo estipulado en el anexo XI.

Disposición adicional novena. *Plan de Energías Renovables 2011-2020.*

Durante el año 2008 se iniciará el estudio de un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011-2020. La fijación de nuevos objetivos para cada área renovable y, en su caso, limitaciones de capacidad, se realizará de acuerdo con la evolución de la demanda energética nacional, el desarrollo de la red eléctrica para permitir la máxima integración en el sistema en condiciones de seguridad de suministro. Los nuevos objetivos que se establezcan se considerarán en la revisión del régimen retributivo para el régimen especial prevista para finales del año 2010.

Disposición adicional décima. *Facturación de la energía excedentaria de las instalaciones de cogeneración a las que se refiere la disposición transitoria 8.ª 2.ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.*

La facturación de la energía excedentaria incorporada al sistema por las instalaciones de cogeneración a que se refiere la refiere la Disposición Transitoria 8.ª 2.ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre durante la vigencia de dicha disposición transitoria, debe corresponder con la efectuada a la empresa distribuidora, en base a la configuración eléctrica de su interconexión entre el productor-consumidor y la red, de acuerdo con lo establecido en su momento por el órgano competente en las autorizaciones de las instalaciones.

Disposición adicional undécima. *Procedimiento de información para las instalaciones hidráulicas de una cuenca hidrográfica.*

Todos los titulares de instalaciones de producción hidroeléctrica pertenecientes a una misma cuenca hidro-

gráfica, cuando la gestión de su producción esté condicionada por un flujo hidráulico común, deberán seguir el procedimiento de información que se establezca por Resolución del Director General de Política Energética y Minas, entre ellos y con la confederación hidrográfica correspondiente, con objeto de minimizar la gestión de los desvíos en su producción.

Disposición adicional duodécima. *Régimen especial en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

En los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) se aplicarán los procedimientos de operación establecidos en estos sistemas, y las referencias de acceso al mercado se deberán entender como acceso al despacho técnico de energía de acuerdo con las condiciones y requisitos establecidos en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y la normativa que lo desarrolla.

Disposición adicional decimotercera. *Mecanismos de reparto de gastos y costes.*

Antes de que transcurra un año desde la entrada en vigor del presente real decreto, los operadores de las redes de transporte y distribución, elevarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de los mecanismos tipo para el reparto de gastos y costes a aplicar a los productores de régimen especial, o a aquellos de las mismas tecnologías del régimen ordinario beneficiarios, como consecuencia de la ejecución de instalaciones de conexión y refuerzo o modificación de red requeridos para asignarles capacidad de acceso a la red.

Dichos mecanismos habrán de ser objetivos, transparentes y no discriminatorios y tendrán en cuenta todos los costes y beneficios derivados de la conexión de dichos productores a la red, aportados al operador y al propietario de la red de transporte y distribución, al productor o productores que se conectan inicialmente, a los posteriores que pudieran hacerlo. Los mecanismos tipo de reparto de gastos y costes, podrán contemplar distintos tipos de conexión y considerarán todas las repercusiones derivadas de la potencia y energía aportadas por la nueva instalación de producción y los costes y beneficios de las diversas tecnologías de fuentes de energía renovables y generación distribuida utilizados. Atenderán, al menos, a los siguientes conceptos:

a) Nivel de tensión y frecuencia.
b) Configuración de la red.
c) Potencia máxima a entregar y demandar.
d) Distribución del consumo.
e) Capacidad actual de la red receptora.
f) Influencia en el régimen de pérdidas en la red receptora.
g) Regulación de tensión.
h) Regulación de potencia / frecuencia.
i) Resolución de restricciones técnicas.
j) Distribución temporal del uso de la red por los diversos agentes.
k) Repercusión en la explotación y gestión de red.
l) Calidad de suministro.
m) Calidad de producto.
n) Seguridad y fiabilidad.
o) Costes y beneficios de la tecnología de generación utilizada.

Disposición adicional decimocuarta. *Estimación de los costes de conexión.*

Los titulares de las redes de transporte y distribución facilitarán en todo caso al solicitante de punto de conexión para una instalación de producción de energía eléctrica del régimen especial o de la misma tecnología del régimen ordinario, con criterios de mercado, una estimación completa y detallada de los costes derivados de la conexión, incluyendo en su caso el refuerzo y modificación de la red.

Disposición transitoria primera. *Instalaciones acogidas a las categorías a), b) y c) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

1. Las instalaciones acogidas a las categorías a), b) y c) del artículo 2 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que contaran con acta de puesta en servicio definitiva, anterior al 1 de enero de 2008, podrán mantenerse en el periodo transitorio recogido en el párrafo siguiente. Para ello deberán elegir, antes del 1 de enero de 2009, una de las dos opciones de venta de energía eléctrica contempladas en el artículo 22.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sin posibilidad de cambio de opción. Para el caso de que la opción elegida sea la opción a) del citado artículo 22.1, el presente régimen transitorio será de aplicación para el resto de la vida de la instalación. En caso de no comunicar un cambio de opción, ésta se convertirá en permanente a partir de la fecha citada

A las instalaciones a las que hace referencia el párrafo anterior, que hayan elegido la opción a) del artículo 22.1, no les serán de aplicación las tarifas reguladas en este real decreto. Aquellas que hayan elegido la opción b) del artículo 22.1, podrán mantener los valores de las primas e incentivos establecidos en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en lugar de los dispuestos en el presente real decreto, hasta el 31 de diciembre de 2012.

Estas instalaciones estarán inscritas con una anotación al margen, indicando la particularidad de estar acogidas a una disposición transitoria, derivada del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

La liquidación de los incentivos se hará de acuerdo a lo establecido para las primas en el artículo 30 de este real decreto.

2. A cualquier ampliación de una de estas instalaciones le será de aplicación lo establecido, con carácter general, en este real decreto. A estos efectos, la energía asociada a la ampliación será la parte de energía eléctrica proporcional a la potencia de la ampliación frente a la potencia total de la instalación una vez ampliada y las referidas a la potencia lo serán por dicha potencia total una vez efectuada la ampliación.

3. No obstante, estas instalaciones podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, antes del 1 de enero de 2009, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas, solicitando, en su caso, la correspondiente modificación de su inscripción en función de las categorías, grupos y subgrupos a los que se refiere el artículo 2.1.

En el caso acogimiento pleno a este real decreto antes del 1 de enero de 2008, se podrá elegir una opción de venta diferente de entre las contempladas en el artículo 24.1 de este real decreto sin tener que haber permanecido un plazo mínimo en dicha opción.

Una vez acogidos a este real decreto, las instalaciones no podrán volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria.

4. Quedan exceptuadas de esta disposición transitoria las instalaciones del grupo b.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que se entenderán automáticamente incluidas en el presente real decreto, manteniendo su inscrip-

ción, categoría y potencia a efectos de la determinación del régimen económico de la retribución con la que fueron autorizados en el registro administrativo correspondiente.

Disposición transitoria segunda. *Instalaciones acogidas a la categoría d) y a la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.*

1. Las instalaciones acogidas a la categoría d) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, y las incluidas en su disposición transitoria segunda, que utilicen la cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, siempre que supongan un alto rendimiento energético y satisfagan los requisitos que se determinan en el anexo I, que a la entrada en vigor de este real decreto estén en operación, les será de aplicación lo siguiente:

1.1 Todas las instalaciones dispondrán de un periodo transitorio máximo de quince años e individualizado por planta, desde su puesta en servicio, durante el cual podrán vender la energía generada neta según la opción prevista en el articulo 24.1 a) de este real decreto.

1.2 La tarifa que percibirá cada grupo será el siguiente:

Instalaciones de tratamiento y reducción de purines de explotación de porcino: 10,49 c€/ kwh.

Instalaciones de tratamiento y reducción de lodos derivados de la producción de aceite de oliva 9,35 c€/ kwh.

Otras instalaciones de tratamiento y reducción de lodos: 5,36 c€/ kwh.

Instalaciones de tratamiento y reducción de otros residuos, distintos de los enumerados en los grupos anteriores: 4,60 c€/ kwh.

1.3 Las tarifas se actualizaran de igual manera que los subgrupos a.1.1 y a.1.2 del presente real decreto.

1.4 A estas instalaciones les será de aplicación el complemento por energía reactiva establecido en el artículo 29 de este real decreto.

2. También dispondrán del período transitorio y resto de condiciones del apartado anterior las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino y las de tratamiento y reducción de lodos incluidas en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que contando con la financiación necesaria para acometer su completa construcción realicen la puesta en servicio antes de que pasen dos años desde la publicación del presente real decreto.

Para estas nuevas instalaciones, la suma de las potencias nominales para el caso de instalaciones de purines de explotaciones de porcino será como máximo de 67,5 MWe, y para las de lodos derivados de la producción de aceite de oliva, de 100 MWe. A partir del momento en que la suma de las potencias nominales de estas instalaciones supere el valor anterior, y sólo en ese caso, la tarifa contemplada en el apartado 1.2 de esta disposición transitoria será corregida para todas las instalaciones recogidas en este apartado 2 por la relación:

67,5 / Potencia Total Instalada acogida a esta disposición (MW), o bien,

100 / Potencia Total Instalada acogida a esta disposición (MW), respectivamente.

3. Las instalaciones de tratamiento y reducción de los purines de explotaciones de porcino deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria-resumen a la que se hace referencia en el artículo 14, una auditoria medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad tratados por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir, al propio tiempo, copia de esta documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

Serán motivos suficientes para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas:

a) el incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I. Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como valor asimilado a calor útil del proceso de secado de los purines el de 825 kcal/kg equivalente de purines de cerdo del 95 por ciento de humedad.

b) el tratamiento anual de menos del 85 por ciento de la cantidad de purín de cerdo para la que fue diseñada la planta de acuerdo a la potencia eléctrica instalada.

c) el tratamiento de otro tipo de residuos, sustratos orgánicos o productos distintos al purín de cerdo, en el caso de las plantas que no integren una digestión anaeróbica en su proceso.

d) el tratamiento de más de un 10 por ciento de otro tipo de residuos, sustratos orgánicos o productos distintos al purín de cerdo, en el caso de las plantas que integren una digestión anaeróbica en su proceso.

4. Las instalaciones de tratamiento y secado de lodos derivados de la producción de aceite de oliva deberán presentar anualmente ante el órgano competente de la comunidad autónoma, como complemento a la memoria-resumen a la que se hace referencia en el artículo 14, una auditoria medioambiental en la que quede explícitamente recogida la cantidad equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad tratado por la instalación en el año anterior. El interesado deberá remitir, al propio tiempo, copia de esta documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

Será motivo suficiente para que el órgano competente proceda a revocar la autorización de la instalación como instalación de producción en régimen especial, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas, el incumplimiento de los requisitos de eficiencia energética que se determinan en el anexo I. Para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente se considerará como calor útil máximo del proceso de secado del lodo derivado de la producción de aceite de oliva el de 594 kcal/kg equivalente de lodo del 70 por ciento de humedad, no admitiéndose lodos para secado con humedad superior al 70 por ciento.

5. Cualquiera de estas instalaciones podrán optar por acogerse plenamente a este real decreto, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas En todo caso, vencido su periodo transitorio, la instalación que aún no se haya acogido a este real decreto quedará automáticamente acogida al mismo, manteniendo su inscripción. En ambos casos, la migración se llevará a cabo a la categoría a), dentro del grupo y subgrupo que le corresponda por potencia y tipo de combustible, no pudiendo volver al régimen económico descrito en esta disposición transitoria.

Disposición transitoria tercera. *Inscripción previa.*

Aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del presente real decreto contaran con acta de puesta en marcha para pruebas, deberán solicitar, en el plazo de seis meses desde su entrada en vigor, una nueva inscripción previa, en los términos regulados en esta norma.

Disposición transitoria cuarta. *Adscripción a centro de control.*

Aquellas instalaciones del régimen especial, con potencia superior a 10 MW a las que se refiere la disposición transitoria novena del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, dispondrán de un periodo transitorio hasta el 30 de junio de 2007 durante el cual no le será de aplicación la penalización establecida en el segundo párrafo del artículo 18.d).

Disposición transitoria quinta. *Cumplimiento del procedimiento de operación 12.3.*

1. Aquellas instalaciones eólicas cuya fecha de inscripción definitiva en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sea anterior al 1 de enero de 2008 y cuya tecnología se considere técnicamente adaptable, tienen de plazo hasta el 1 de enero de 2010 para adaptarse al cumplimiento del procedimiento de operación P.O. 12.3.

2. En caso de no hacerlo, dejarán de percibir, a partir de esa fecha, la tarifa o, en su caso, prima establecida en el presente real decreto, o en reales decretos anteriores que se encontraran vigentes con carácter transitorio. Si la opción de venta elegida fuera la venta a tarifa regulada, el incumplimiento de esta obligación implicaría la percepción de un precio equivalente al precio final horario del mercado, en lugar de la tarifa misma.

3. En el caso de instalaciones en funcionamiento a las que por su configuración técnica les fuera imposible el cumplimiento de los requisitos mínimos mencionados, sus titulares deberán acreditar dicha circunstancia, antes del 1 de enero de 2009, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, quién resolverá, en su caso, previo informe del operador del sistema, eximiendo a la instalación de la penalización contemplada en el párrafo 2 anterior.

4. La mencionada acreditación de requisitos será considerada por el operador del sistema a efectos de control de producción, cuando sea de aplicación y proceda por razones de seguridad del sistema.

Disposición transitoria sexta. *Participación en mercado y liquidación de tarifas, primas, complementos y desvíos hasta la entrada en vigor de la figura del comercializador de último recurso.*

1. A partir de la entrada en vigor del presente real decreto y hasta que entre en vigor la figura del comercializador de último recurso, prevista para el 1 de enero de 2009, las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 del presente real decreto, que no estén conectadas a una distribuidora de las contempladas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, deberán vender su energía en el sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado mediante la realización de ofertas, a través de un representante en nombre propio, a precio cero.

A estos efectos, y hasta el 1 de enero de 2009, el distribuidor al que esté cediendo su energía actuará como representante de último recurso en tanto en cuanto el titular de la instalación no comunique su deseo de operar a través de otro representante. La elección de un representante deberá ser comunicada al distribuidor con una antelación mínima de un mes a la fecha de comienzo de operación con otro representante.

2. La empresa distribuidora percibirá, desde el 1 de julio de 2008, del generador en régimen especial que haya elegido la opción a) del artículo 24.1, cuando actúe como su representante, un precio de 0,5 c€/kWh cedido, en concepto de representación en el mercado.

3. El representante, realizará una sola oferta agregada para todas las instalaciones a las que represente que hayan escogido la opción a) del artículo 24.1, sin perjuicio de la obligación de desagregar por unidades de producción las ofertas casadas.

Para las instalaciones a las que hace referencia el artículo 34.2, la oferta se realizará de acuerdo con la mejor previsión posible con los datos disponibles o en su defecto, de acuerdo con los perfiles de producción recogidos en el anexo XII del presente real decreto.

Las instalaciones a las que hace referencia el artículo 34.1, cuando su representante sea la empresa distribuidora, podrán comunicar a ésta una previsión de la energía eléctrica a ceder a la red en cada uno de los períodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica. En ese caso, deberán comunicarse las previsiones de los 24 períodos de cada día con, al menos, 30 horas de antelación respecto al inicio de dicho día. Asimismo, podrán formular correcciones a dicho programa con una antelación de una hora al inicio de cada mercado intradiario. La empresa distribuidora utilizará estas previsiones para realizar la oferta en el mercado.

Si las instalaciones estuvieran conectadas a la red de transporte, deberán comunicar dichas previsiones, además de al distribuidor correspondiente, al operador del sistema.

4. El operador del sistema liquidará tanto el coste de los desvíos, como el déficit de desvíos correspondiente a aquellas instalaciones que están exentas de previsión, de acuerdo a los procedimientos de operación correspondientes.

A las instalaciones que hayan escogido la opción a) del artículo 24.1, cuando su representante sea la empresa distribuidora, les será repercutido un coste de desvío por cada período de programación en el que la producción real se desvíe más de un 5 por ciento de la su previsión individual, respecto a su producción real. El desvío en cada uno de estos períodos de programación se calculará, para cada instalación, como el valor absoluto de la diferencia entre la previsión y la medida correspondiente.

5. Con carácter mensual, el operador del mercado y el operador del sistema, remitirán al distribuidor la información relativa a la liquidación realizada a las instalaciones que hayan optado por aplicar la opción a) del artículo 24.1, que sea necesaria para la realización de la liquidación contemplada en el párrafo 6 siguiente.

6. El representante, recibirá de la empresa distribuidora, la cuantía correspondiente, para cada instalación, a la diferencia entre la energía efectivamente medida, valorada al precio de la tarifa regulada que le corresponda y la liquidación realizada por el operador del mercado y el operador del sistema, así como los complementos correspondientes, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 34 de este real decreto.

7. Para las instalaciones que vierten directamente su energía a una distribuidora de las recogidas en la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, la liquidación de la tarifa regulada se realizará en un solo pago por parte de la empresa distribuidora, y sin tener en cuenta el mecanismo de venta de energía en el mercado a tarifa regulada recogida en los párrafos 1 al 6 anteriores.

8. Las primas, incentivos y complementos, regulados en este real decreto y en reales decretos anteriores, vigentes con carácter transitorio, serán liquidados al generador en régimen especial o al representante por la empresa distribuidora hasta que entre en vigor la figura del comercializador de último recurso, prevista para el 1 de enero de 2009, de acuerdo al artículo 30 de este real decreto.

9. Los distribuidores que, en virtud de la aplicación de esta disposición transitoria, hayan efectuado pagos a instalaciones del régimen especial o a sus representantes, tendrán derecho a ser liquidados por las cantidades efectivamente desembolsadas por los conceptos de tarifa regulada, primas, complementos y, en su caso, incentivos.

Los importes correspondientes a estos conceptos se someterán al correspondiente proceso de liquidación por la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

10. Igualmente, hasta la entrada en vigor la figura del comercializador de último recurso, prevista para el 1 de enero de 2009, continuarán vigentes los siguientes aspectos que estaban recogidos en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo:

a) El contrato suscrito entre la empresa distribuidora y el titular de la instalación de producción acogida al régimen especial, contendrá, además de los aspectos recogidos en el artículo 16.1, los siguientes:

i. Condiciones económicas, de acuerdo con el capítulo IV del presente real decreto.

ii. Cobro de la tarifa regulada o, en su caso, la prima y el complemento por energía reactiva por la energía entregada por el titular a la distribuidora Se incluye, también, el cobro del complemento por eficiencia y que se producirá una vez hayan sido acreditados ante la administración los valores anuales acumulados y efectuado el cálculo de su cuantía.

b) En el caso de conexión a la red de transporte, el contrato técnico de acceso a la red de transporte, además de lo dispuesto en el artículo 16.2, se comunicará a la empresa distribuidora.

c) La empresa distribuidora tendrá la obligación de realizar el pago de la tarifa regulada, o en su caso, la prima y los complementos que le sean de aplicación, dentro del período máximo de 30 días posteriores de la recepción de la correspondiente factura. Transcurrido este plazo máximo sin que el pago se hubiera hecho efectivo, comenzarán a devengarse intereses de demora, que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos. Dichos intereses incrementarán el derecho de cobro del titular de la instalación y deberán ser satisfechos por el distribuidor, y no podrán incluirse dentro de los costes reconocidos por las adquisiciones de energía al régimen especial, a efectos de las liquidaciones de actividades y costes regulados según establece el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre.

d) La energía eléctrica vendida, deberá ser cedida a la empresa distribuidora más próxima que tenga características técnicas y económicas suficientes para su ulterior distribución. En caso de discrepancia, la Dirección General de Política Energética y Minas o el órgano competente de la Administración autonómica, resolverán lo que proceda, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

No obstante lo anterior, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar, a los efectos de la correspondiente liquidación económica, que la empresa distribuidora más próxima pueda adquirir la energía eléctrica de las instalaciones aunque ésta sobrepase sus necesidades, siempre que la citada empresa distribuidora esté conectada a otra empresa distribuidora, en cuyo caso cederá sus excedentes a esta última empresa.

e) Durante el período en el que la instalación participe en el mercado, quedarán en suspenso las condiciones económicas del contrato de venta que tuviera firmado con la empresa distribuidora, quedando vigentes el resto de condiciones, técnicas y de conexión incluidas en el contrato.

f) Sin perjuicio de la energía que pudieran tener comprometida mediante contratos bilaterales físicos, aquellas instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 50 MW a las que no les pudiera ser de aplicación este real decreto, no estarán obligadas a presentar ofertas económicas al operador del mercado para todos los períodos de programación, y podrán realizar dichas ofertas para los períodos que estimen oportuno.

11. Hasta la fecha establecida en el párrafo primero de la presente disposición transitoria, no será de aplicación la exigencia contemplada en el artículo 12.1.d) para las instalaciones que hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1 para la venta de su energía, salvo que vayan directamente al mercado de ofertas.

12. Hasta la fecha establecida en el párrafo primero de la presente disposición transitoria, estarán exentas del pago del coste de los desvíos las instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 1 MW que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1.

13. Hasta el 30 de septiembre de 2007, estarán exentas del pago del coste de los desvíos las instalaciones de potencia instalada igual o inferior a 5 MW que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1.

Disposición transitoria séptima. *Repotenciación de instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001.*

1. Aquellas instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica anterior al 31 de diciembre de 2001, podrán realizar una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas, y que será denominada en lo sucesivo repotenciación.

2. Se establece un objetivo límite de potencia, a los efectos del régimen económico establecido en el presente real decreto de 2000 MW adicionales a la potencia instalada de las instalaciones susceptibles de ser repotenciadas, y que no se considerará a los efectos del límite establecido en el artículo 38.2.

3. Para estas instalaciones, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a una prima adicional, específica para cada instalación, máxima de 0,7 c€/kWh, a percibir hasta el 31 de diciembre de 2017.

4. Estas instalaciones deberán estar adscritas a un centro de control de generación y deberán disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes, exigibles a las nuevas instalaciones.

5. Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Disposición transitoria octava. *Utilización de biomasa y/o biogás para las instalaciones de co-combustión.*

Se establecen sendos periodos transitorios, en los que las instalaciones térmicas de régimen ordinario recogidas en el artículo 46 del presente real decreto podrán utilizar, además, biomasa de la considerada para el grupo b.8, en los términos establecidos en el anexo II, en los plazos y porcentajes siguientes:

1. Hasta el 31 de diciembre de 2013, podrán utilizar cualquier tipo de biomasa y/o biogás considerado para los grupos b.6, b.7 y b.8, en los términos establecidos en el anexo II.

2. Desde el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de diciembre de 2015, podrán utilizar hasta un 50 por ciento para la contribución conjunta de la biomasa considerada para el grupo b.8 medida por su poder calorífico inferior.

Disposición transitoria novena. *Retribución por garantía de potencia para instalaciones de energía renovables no consumibles hasta el 31 de mayo de 2006.*

A lo efectos del cálculo por garantía de potencia para las instalaciones de energía primaria renovable no consumible, desde la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y hasta el día 31 de mayo de 2006, si no existen cinco años de producción neta medida del mes m, la retribución de garantía de potencia para dichas instalaciones se calculará valorando la producción neta a 0,48 c€/kWh.

Disposición transitoria décima. *Instalaciones que utilicen la cogeneración para el desecado de los subproductos de la producción de aceite de oliva.*

Las instalaciones de régimen especial que a la entrada en vigor de este real decreto estuvieran utilizando la cogeneración para el secado de los subproductos procedentes del proceso de producción del aceite de oliva, utilizando como combustible la biomasa generada en el mismo, podrán acogerse a la presente disposición transitoria, para toda la vida de la instalación, mediante comunicación expresa a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Estas instalaciones estarán inscritas en el subgrupo a.1.3 del artículo 2, siendo los valores de la tarifa y prima 13,225 cent€/kWh y 8,665 cent€/kWh, respectivamente, en lugar de los contemplados en el artículo 35 para estas instalaciones, a percibir, durante un periodo máximo de 15 años desde su puesta en marcha.

A estas instalaciones les serán de aplicación la criterios de actualización contemplados en el artículo 44 de este real decreto para la categoría b.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Sin perjuicio de su aplicación transitoria en los términos previstos en el presente real decreto, queda derogado el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, así como cualquiera otra disposición de igual o inferior rango en lo que se oponga a este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación de las configuraciones de cálculo.*

La modificación de las configuraciones, en el cálculo de energía intercambiada en fronteras de régimen especial, dadas de alta en los concentradores de sus encargados de la lectura como consecuencia de la entrada en vigor del Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, serán solicitadas por los productores de régimen especial a su encargado de la lectura aportando la nueva información de acuerdo a lo establecido en los procedimientos de operación aplicables.

Los encargados de la lectura modificarán las configuraciones de cálculo de aquellas fronteras de régimen especial solicitadas que cumplan los nuevos requisitos de acuerdo a la información aportada y en los plazos establecidos en los procedimientos de operación aplicables.

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

1. Se modifica el artículo 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, como sigue:

«Artículo 59 bis. *Avales para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.*

Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas o 20 €/kW para el resto de instalaciones. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de transporte por parte del operador del sistema.

El aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto.»

2. No será necesaria la elevación de la cuantía, cuando correspondiera, del aval citado en el apartado 1 anterior a aquellas instalaciones que, a la entrada en vigor del presente real decreto, hubieran depositado el aval correspondiente al 2% del presupuesto de la instalación, vigente hasta la entrada en vigor de la presente disposición.

3. Se añade un nuevo artículo 66 bis, con la siguiente redacción:

«Artículo 66 bis. *Avales para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial.*

Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas o 20 €/kW para el resto de instalaciones. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

Quedarán excluidas de la presentación de este aval las instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre cubiertas o paramentos de edificaciones destinadas a vivienda, oficinas o locales comerciales o industriales.

El aval será cancelado cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación. En el caso de las instalaciones en las que no sea necesaria la obtención de una autorización administrativa, la cancelación será realizada cuando se realice la inscripción definitiva de la instalación. Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de la Administración de información o actuación realizados en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución del aval. Se tendrá en cuenta a la hora de valorar el desistimiento del promotor, el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto.»

4. Las instalaciones de producción en régimen especial que a la fecha de entrada en vigor de este real decreto no hayan obtenido la correspondiente autorización de acceso y conexión a la red de distribución, deberán presentar el resguardo mencionado en el artículo 66 (bis) del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en un plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha del presente real decreto. Transcurrido dicho plazo sin que el solicitante hubiera presentado el mismo, el órgano competente iniciará el procedimiento de cancelación de la solicitud.

Disposición final tercera. *Carácter básico.*

Este real decreto tiene un carácter básico al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.22.ª y 25.ª de la Constitución.

Las referencias a los procedimientos sólo serán aplicables a las instalaciones de competencia estatal y, en todo caso, se ajustarán a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposición final cuarta. *Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo de este real decreto y para modificar los valores, parámetros y condiciones establecidas en sus anexos, si consideraciones relativas al correcto desarrollo de la gestión técnica o económica del sistema así lo aconsejan.

En particular se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar cuantas instrucciones técnicas sean necesarias para establecer un sistema de certificación de biomasa y biogás considerados para los grupos b.6, b.7 y b.8, que incluya la trazabilidad de las mismas.

Se habilita a la Secretaría General de Energía a modificar al alza los objetivos límites de potencia de referencia, establecidos en los artículos 35 al 42, siempre que ello no comprometa la seguridad y estabilidad del sistema y se considere necesario.

Igualmente se habilita al Secretario General de Energía a modificar el contenido del anexo XII relativo a los perfiles horarios para las instalaciones fotovoltaicas e hidráulicas.

Disposición final quinta. *Incorporación de derecho de la Unión Europea.*

Mediante las disposiciones adicionales decimotercera y decimocuarta se incorporan al derecho español los artículos 7.4 y 7.5 de la Directiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el primer día del mes siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Dado en Madrid, el 25 de mayo de 2007.

JUAN CARLOS R.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio,
JOAN CLOS I MATHEU

## ANEXO I

### Rendimiento mínimo para las instalaciones de producción

1. El rendimiento de las instalaciones viene dado por la fórmula:

R = (E + V)/Q

donde:

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.

V = producción de calor útil o energía térmica útil definida de acuerdo con el apartado 1.a) del artículo 2 del presente real decreto. En el caso de que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica, con un equivalente de 1 kWh = 860 kcal.

2. Se considera como energía primaria imputable a la producción de calor útil (V) la requerida por calderas de alta eficiencia en operación comercial.

Se fija un rendimiento para la producción de calor útil igual al Ref H definido en el apartado 3 del presente anexo, que podrá ser revisado en función de la evolución tecnológica de estos procesos.

3. El rendimiento eléctrico equivalente (REE) de la instalación se determinará, considerando el apartado anterior, por la fórmula:

REE = E/[Q-(V/ Ref H)]

Siendo:

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que aparece publicado en el anexo II de la Decisión de la Comisión de 21 de diciembre de 2006, por la que se establecen valores de referencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo o norma que lo transponga.

Para la determinación del rendimiento eléctrico equivalente en el momento de extender el acta de puesta en servicio, se contabilizarán los parámetros Q, V y E durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal.

A los efectos de justificar el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente en la declaración anual, se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho período.

4. Será condición necesaria para poder acogerse al régimen especial regulado en este real decreto, para las instalaciones de producción del grupo a.1 del artículo 2.1 y para aquéllas que estén acogidas a la disposición transitoria segunda del presente real decreto y anteriormente les fuese de aplicación este requisito, que el rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, en promedio de un período anual, sea igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla:

| Tipo de combustible | Rendimiento eléctrico equivalente - Porcentaje |
|---|---|
| Combustibles líquidos en centrales con calderas | 49 |
| Combustibles líquidos en motores térmicos | 56 |
| Combustibles sólidos | 49 |
| Gas natural y GLP en motores térmicos | 55 |
| Gas natural y GLP en turbinas de gas | 59 |
| Otras tecnologías y/o combustibles | 59 |
| Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8 | 30 |
| Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7 | 50 |

Para aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual 1MW, el valor del rendimiento eléctrico equivalente mínimo requerido será un 10 por ciento inferior al que aparece en la tabla anterior por tipo de tecnología y combustible.

5. Quedan excluidos del cálculo del promedio de un período anual a que hace referencia el apartado anterior aquellas horas en las que la instalación haya sido programada por el operador del sistema para mantener su producción cuando el proceso consumidor asociado reduzca la potencia demandada en respuesta a una orden de reducción de potencia. Por tanto, los valores de Q, V y E serán los correspondientes al resto del período anual.

6. En las instalaciones que usen varios combustibles convencionales se aplicará a cada uno el rendimiento mínimo exigido, en función de la proporción de Q y E que les sean técnicamente imputables.

7. Para la verificación del rendimiento eléctrico equivalente, tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros Q, V y E deberá tener como mínimo un equipo de medida.

## ANEXO II

### Biomasa y biogás que pueden incluirse en los grupos b.7, b.8 y b.9 del artículo 2.1

**A. Ámbito de aplicación**

A los efectos de lo establecido en este real decreto, se entenderá por biomasa la fracción biodegradable de los productos, subproductos y residuos procedentes de la agricultura (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales.

Las comunidades autónomas, en el ámbito de sus competencias, podrán considerar, para el caso de las biomasas forestales, disponibilidades y requerimientos de materias primas de los sectores relacionados

con la transformación de la madera, en el largo plazo, estableciendo, en su caso, los correspondientes mecanismos de ajuste.

Los tipos de biomasa y biogás considerados en el artículo 2.1 aparecen descritos a continuación:

**Productos incluidos en el grupo b.6**

Productos incluidos en el subgrupo b.6.1

a) Cultivos energéticos agrícolas

Biomasa, de origen agrícola, producida expresa y únicamente con fines energéticos, mediante las actividades de cultivo, cosecha y, en caso necesario, procesado de materias primas recolectadas. Según su origen se dividen en: herbáceos o leñosos.

b) Cultivos energéticos forestales

Biomasa de origen forestal, procedente del aprovechamiento principal de masas forestales, originadas mediante actividades de cultivo, cosecha y en caso necesario, procesado de las materias primas recolectadas y cuyo destino final sea el energético.

Productos incluidos en el subgrupo b.6.2

a) Residuos de las actividades agrícolas

Biomasa residual originada durante el cultivo y primera transformación de productos agrícolas, incluyendo la procedente de los procesos de eliminación de la cáscara cuando corresponda. Se incluyen los siguientes productos:

1. Residuos agrícolas herbáceos:

1.1. Del cultivo de cereales: pajas y otros

1.2. De producciones hortícolas: residuos de cultivo de invernadero

1.3. De cultivos para fines agroindustriales, tales como algodón o lino

1.4. De cultivos de legumbres y semillas oleaginosas

2. Residuos agrícolas leñosos: procedentes de las podas de especies agrícolas leñosas (olivar, viñedos y frutales)

b) Residuos de las actividades de jardinería

Biomasa residual generada en la limpieza y mantenimiento de jardines.

Productos incluidos en el subgrupo b.6.3:

Residuos de aprovechamientos forestales y otras operaciones selvícolas en las masas forestales y espacios verdes

Biomasa residual producida durante la realización de cualquier tipo de tratamiento o aprovechamiento selvícola en masas forestales, incluidas cortezas, así como la generada en la limpieza y mantenimiento de los espacios verdes.

**Productos incluidos en el grupo b.7**

Productos incluidos en el subgrupo b.7.1:

Biogás de vertederos.

Productos incluidos en el subgrupo b.7.2, biogás procedente de la digestión anaerobia en digestor de los siguientes residuos, tanto individualmente como en co-digestión:

a) residuos biodegradables industriales.

b) lodos de depuradora de aguas residuales urbanas o industriales.

c) residuos sólidos urbanos.

d) residuos ganaderos.

e) residuos agrícolas.

f) otros a los cuales sea aplicable dicho procedimiento de digestión anaerobia.

Productos incluidos en el subgrupo b.7.3:

g) Estiércoles mediante combustión.

h) Biocombustibles líquidos y subproductos derivados de su proceso productivo.

**Productos incluidos en el grupo b.8**

Productos incluidos en el subgrupo b.8.1, Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola:

1. Residuos de la producción de aceite de oliva y aceite de orujo de oliva.
2. Residuos de la producción de aceitunas.

3. Residuos de la extracción de aceites de semillas.

4. Residuos de la industria vinícola y alcoholera.

5. Residuos de industrias conserveras.

6. Residuos de la industria de la cerveza y la malta.

7. Residuos de la industria de producción de frutos secos.

8. Residuos de la industria de producción de arroz.

9. Residuos procedentes del procesado de algas.

10. Otros residuos agroindustriales.

Productos incluidos en el subgrupo b.8.2, Biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal:

1. Residuos de las industrias forestales de primera transformación.

2. Residuos de las industrias forestales de segunda transformación (mueble, puertas, carpintería).

3. Otros residuos de industrias forestales.

4. Residuos procedentes de la recuperación de materiales lignocelulósicos (envases, palets, muebles, materiales de construcción,…)

Productos incluidos en el subgrupo b.8.3:

Licores negros de la industria papelera.

**Productos incluidos instalaciones de co-combustión**

Cualquiera de los indicados en los grupos b.6, b.7 y b.8 anteriores, cuando estos sean empleados en centrales térmicas convencionales mediante tecnologías de co-combustión.

**B. Exclusiones**

No se considerarán biomasa o biogás, a los efectos del presente real decreto:

1. Combustibles fósiles, incluyendo la turba, y sus productos y subproductos.

2. Residuos de madera:

a) Tratados químicamente durante procesos industriales de producción.

b) Mezclados con productos químicos de origen inorgánico.

c) De otro tipo, si su uso térmico está prohibido por la legislación

3. Cualquier tipo de biomasa o biogás contaminado con sustancias tóxicas o metales pesados.

4. Papel y cartón

5. Textiles

6. Cadáveres animales o partes de los mismos, cuando la legislación prevea una gestión de estos residuos diferente a la valorización energética.

**C. Eficiencia energética**

Los sistemas de generación eléctrica a condensación, con biomasa y/o biogás deberán alcanzar los siguientes niveles de eficiencia para su generación bruta de energía eléctrica:

1. Un mínimo del 18 % para potencias hasta 5 MW

2. Un mínimo del 20 % para potencias entre 5 y 10 MW

3. Un mínimo del 22 % para potencias entre 10 y 20 MW

4. Un mínimo del 24 % para potencias entre 20 y 50 MW

El cálculo de la eficiencia se realizará conforme a la siguiente fórmula:

$$Eficiencia = \frac{[PEB]x0{,}086}{EPC}$$

Donde:

[PEB]: producción eléctrica bruta anual, en MWh.

EPC: energía primaria consumida, en toneladas equivalentes de petróleo, contabilizando a PCI (poder calorífico inferior).

El hecho de no alcanzar los niveles de eficiencia establecidos podrá dar lugar a la revocación de la condición de productor de electricidad en régimen especial, o a la suspensión del régimen económico regulado en el presente real decreto.

## ANEXO III

### Modelo de inscripción en el registro

Central:

Nombre de la central Tecnología (1)

Emplazamiento: calle o plaza, paraje, etc. ... .. ... .. ..

Municipio,.. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... ... .. ... .. ... .

Provincia. .. ... .. ... .. ... .. ... ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .

Grupo al que pertenece (artículo 2). .. ... .. ... ... .. ... ..

Empresa distribuidora a la que vierte. ... .. ... .. ... .. ...

Número de grupos. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... ... .. .

Potencia nominal total en kW. .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .

Potencia nominal de cada grupo en kW. ... .. ... .. ... .

Hidráulica:

Río..... ... ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... ..

Salto en metros..... ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ...

Caudal en m3 por segundo..... ... .. ... .. ... .. ... .. ... ..

Térmica clásica:

Tipo(s) de combustible(s) ..... ... .. ... .. ... .. ... ... .. ... ..

Titular:

Nombre: .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... ... .. ... .. .

Dirección: .. ... .. ... .. ... ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .

Municipio: .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... ... .. ... .. ... .. ... .

Provincia: .. ... .. ... .. ... ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .

Fecha de puesta en servicio: .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. .

Fecha de inscripción (en el registro autonómico): .. .

Provisional ... ..... ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... ... .. ... .. ... .

Definitiva. .. ... .. ... .. ... ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .. ... .

En ... ..... ... .. ..., a. ... de..... ... .. ... .. De 2... .. .

(1) Hidráulica fluyente, bombeo puro, bombeo mixto, turbina de gas, turbina de vapor condensación, turbina de vapor contrapresión, ciclo combinado, motor diesel, otros (especificarlos).

# ANEXO IV

## Memoria-resumen anual

DATOS GENERALES

Nombre o razón social de la Empresa: .....

Dirección del Servicio u Oficina de la Empresa Encargada de cumplimentar esta información: Calle ....., núm. ..... Tel. .....; Municipio ....., Provincia .....

Nombre de la central: ..... Fecha de puesta en funcionamiento (mes/año) ____/____

Emplazamiento: Calle o plaza, paraje, etc. ....., núm. ....., Tel. .....

Municipio ....., Provincia ....., Fax .....

Actividad principal de la empresa: ..... CNAE ____

Número del registro autonómico: .....

ENERGIA ELECTRICA

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| a. Energía eléctrica generada por la instalación medida en bornas del alternador | 89 | ..... MWh | | |
| b. Consumos propios en los servicios de la central | 92 | ..... MWh | | |
| c. Energía eléctrica en barras de la central (a-b) | 94 | ..... MWh | | |
| d. Energía eléctrica comprada | 99 | ..... MWh | 100 | ..... € |
| e. Consumos (no incluidos en el apartado b) | | ..... MWh | 104 | ..... € |
| d. Energía eléctrica vendida (c + d – e) | 95 | ..... MWh | 96 | ..... € |

ENERGIA TERMICA RECUPERADA

| | | |
|---|---|---|
| Calor útil generado por la instalación | 119 | ..... € |

ENERGIA TERMICA PRIMARIA

(A rellenar solo por los titulares de instalaciones que consuman combustible)

| Combustible utilizado | Cantidad | PCI | Valor |
|---|---|---|---|
| Gas natural | ..... $10^3$ NM$^3$ | ..... kcal/Nm$^3$ | ..... € |
| Fuel Oil | ..... toneladas | ..... kcal/kg. | ..... € |
| Gas Oil | ..... toneladas | ..... kcal/kg. | ..... € |
| Biomasa | ..... toneladas | ..... kcal/kg. | ..... € |
| Residuos urbanos | ..... toneladas | ..... kcal/kg. | ..... € |
| Otros residuos | ..... toneladas | ..... kcal/kg. | ..... € |
| Otros combustibles (indicarlos) | ..... toneladas | ..... kcal/kg. | ..... € |

PERSONAL DEDICADO A LA CENTRAL

| Nº de personas | Horas trabajadas | Coste total Euros |
|---|---|---|
| 251/269 | 255/273 | 256/274 |
| ..... | ..... | ..... |

INVERSIONES REALIZADAS EN LA CENTRAL DURANTE EL AÑO

| | |
|---|---|
| Euros | ..... 292/293/294 |

Representante autorizado .....

DNI: ..... Cargo .....

En ..... a ..... de ....., de 199....

## ANEXO V

### Complemento por energía reactiva

Se considerarán para todas las unidades de régimen especial los siguientes valores del factor de potencia y los correspondientes valores porcentuales de bonificación/penalización, aplicables en los siguientes periodos horarios:

| Tipo de Factor de potencia | Factor de potencia | Bonificación % | | |
|---|---|---|---|---|
| | | Punta | Llano | Valle |
| Inductivo | Fp < 0,95 | -4 | -4 | 8 |
| | 0,96> Fp ≥ 0,95 | -3 | 0 | 6 |
| | 0,97 > Fp ≥ 0,96 | -2 | 0 | 4 |
| | 0,98 > Fp ≥ 0,97 | -1 | 0 | 2 |
| | 1,00 > Fp ≥ 0,98 | 0 | 2 | 0 |
| | 1.00 | 0 | 4 | 0 |
| Capacitivo | 1,00 > Fp ≥ 0,98 | 0 | 2 | 0 |
| | 0,98 > Fp ≥ 0,97 | 2 | 0 | -1 |
| | 0,97 > Fp ≥ 0,96 | 4 | 0 | -2 |
| | 0,96 > Fp ≥ 0,95 | 6 | 0 | -3 |
| | Fp< 0,95 | 8 | -4 | -4 |

La regulación del factor de potencia se realizará en el punto de conexión con el sistema y se obtendrá haciendo uso del equipo de medida contador-registrador de la instalación. Se calculará con dos cifras decimales y el redondeo se hará por defecto o por exceso, según que la tercera cifra decimal sea o no menor de cinco. Deberá mantenerse cada hora, en el punto de conexión de la instalación con la red, dentro de los periodos horarios de punta, llano y valle del tipo tres de discriminación horaria, de acuerdo con el apartado 7.1 del anexo I de la Orden del Ministerio de Industria y Energía de 12 de enero de 1995.

Los porcentajes de complemento se aplicarán con periodicidad horaria, realizándose, al finalizar cada mes, un cómputo mensual, que será facturado y liquidado según corresponda.

## ANEXO VI

### Solicitud de inclusión de las instalaciones de co-combustión en el artículo 46

A efectos de inclusión en el artículo 46 de las instalaciones de co-combustión se deberá aportar la siguiente información:

**A) DATOS DE LA CENTRAL TÉRMICA POR CADA UNO DE SUS GRUPOS**

1) Combustible utilizado.

- Tipo de combustible:
- Poder calorífico medio (kcal/kg):
- Cantidad anual utilizada (t/año):
- Coste total adquisición del combustible (€/año):

2) Potencia de la central

- Potencia térmica de la caldera (MW):
- Rendimiento de la caldera (%):
- Presión del vapor (bar):
- Temperatura del vapor (ºC):
- Caudal nominal de vapor (t/h):
- Potencia térmica de la turbina de gas (MW):
- Potencia total bruta nominal de la central (MW):
- Potencia total neta nominal de la central (MW):
- Potencia total bruta nominal de la turbina de gas (MW):
- Potencia total neta nominal de la turbina de gas (MW):
- Potencia bruta media anual de la central (MW):
- Potencia neta media anual de la central (MW):

3) Energía producida y rendimientos

- Horas anuales de funcionamiento:
- Energía bruta producida anualmente (MWh/año):
- Energía neta producida anualmente (MWh/año):
- Ratio de consumo de combustible por kWe bruto nominal producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo de combustible por kWe neto nominal producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo medio de combustible por kWe bruto medio producido (kg/kWe y kwt/kWe):
- Ratio de consumo medio de combustible por kWe neto medio producido (kg/kWe y kWt/kWe):

**B) CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA DE CO-COMBUSTIÓN**

Descripción de la instalación de co-combustión:

1) Combustible 1,2,….

- Denominación:
- Poder calorífico medio en base seca (kcal/kg):
- Humedad media (%):
- Poder calorífico medio en base humedad (kcal/kg):
- Cantidad anual consumida (t/año):
- Cantidad anual consumida (MWh/año):
- Coste total de adquisición del combustible en planta (€/año):

2) Potencia

- Potencia térmica de la instalación de co-combustión para un poder calorífico inferior del combustible de 3.500 kcal/kg en base seca (MW):
- Incremento/decremento de la potencia bruta nominal de la central por motivo de la instalación de co-combustión (MW y % sobre la potencia bruta nominal de la central):
- Aumento/disminución de consumos propios de la central por motivo de la instalación de co-combustión (MW y % sobre las potencias medias y nominales de la central):

3) Energía producida:

- Horas anuales de funcionamiento de la central térmica:
- Horas anuales de funcionamiento de la instalación de co-combustión:
- Energía eléctrica total bruta producida por la central una vez instalada la co-combustión (MWh/año):
- Energía eléctrica total bruta producida por la central una vez instalada la co-combustión (MWh/año):
- Energía eléctrica bruta producida por la central debido al combustible consumido por la co-combustión (MWh/año):
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe bruto nominal producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe neto nominal producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe bruto medio producido (kg/kWe y kWt/kWe):
- Ratio de consumo de combustible convencional + biomasa y/o biogás por kWe neto medio producido (kg/kWe y kWt/kWe):

4) Inversión:

- Coste de inversión de la instalación de co-combustión (€):

5) Personal:

- Número total de personas contratadas para la operación de la instalación de co-combustión, horas/año trabajadas y coste total de ese personal.

6) Tecnología empleada:

- Descripción de la tecnología de co-combustión:
- Consumos propios asociados a la manipulación del combustible:

7) Descripción Sistema de medición biomasa y/o biogás:

## ANEXO VII

### Actualización de la retribución de las instalaciones de la categoría a)

Los métodos de actualización de tarifas y complementos retributivos que se muestran en este anexo se basan en las variaciones de los índices de precios de combustibles (en adelante IComb) y la variación del IPC.

Para el caso del subgrupo a.1.1 se tomará como IComb el índice del precio del gas natural "$IGN_n$" siendo éste el valor medio durante el trimestre natural "n" del precio de venta de gas natural aplicado por los comercializadores a sus clientes cogeneradores tanto acogidos a mercado liberalizado como a tarifa regulada, dividido por el correspondiente al tercer trimestre de 2006 y multiplicado por 100.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio calculará y publicará trimestralmente el correspondiente valor a aplicar, a partir de los datos aportados por las comercializadoras, que sirven gas al segmento de clientes de cogeneración. Siendo estos datos:

$Ingreso\_Total_i$ : Retribución total obtenida por el comercializador "i" por todo el gas vendido para cogeneración, como agregación de sus clientes a tarifa y a mercado, durante todo el periodo de tiempo del trimestre "n"

$Volumen\_Total_i$ : Cantidad total de energía como MWh de gas natural expresado en P.C.S. que el comercializador ha vendido a sus clientes cogeneradores, como agregación de sus clientes a tarifa y a mercado, durante todo el periodo de tiempo del trimestre "n".

A tal efecto todas las empresas distribuidoras y comercializadoras, con un volumen de ventas superior a 1.000 GWh anuales a cogeneradores, suministrarán los datos de ingresos y volumen de energía totales especificados anteriormente y los remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria Turismo y Comercio con una periodicidad trimestral, siendo los trimestres considerados los cuatro trimestres naturales, debiendo enviar la información citada correspondiente al trimestre anterior, antes del día 20 de los meses de abril, julio, octubre y enero de cada año.

Para el subgrupo a.1.2 se tomará como $IComb_n$ el valor medio, durante el trimestre natural "n", del coste medio CIF del crudo importado por España, obtenido de los datos publicados mensualmente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el Boletín Estadístico de Hidrocarburos, dividido por el correspondiente al tercer trimestre de 2006 y multiplicado por 100.

Los valores de referencia iniciales de estos índices de precios de combustible, con los que se han realizado los cálculos que han dado lugar a los valores de tarifas y primas que figuran en el artículo 35 del presente real decreto, son:

| | |
|---|---|
| Índice de precios del gas natural de cogeneración ($IGN_0$): | 100 |
| Índice de precios CIF del crudo importado por España ($PF_0$): | 100 |
| Porcentaje de variación del IPC | 0,556% |

a) Actualización de tarifas y primas para los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

a.1.) Tarifas

Las tarifas con que se remunera la producción neta de los subgrupos a.1.1 y a.1.2 que vienen recogidos en el artículo 35 del presente real decreto, serán actualizados trimestralmente por el Ministerio de

Industria, Turismo y Comercio, mediante la correspondiente orden de acuerdo con la siguiente fórmula de actualización:

$$Pv_{n+1} = Pv_n * (1+ IPC_n) * (1+ \square_n Pv) \quad (1)$$

Donde:

Pvn+1 : Tarifa vigente en el trimestre "n+1".

Pvn: Tarifa de venta vigente en el trimestre "n".

IPCn: (expresado en porcentaje): Variación del IPC.

$\square_n Pv$: Corrección global por el índice del precio de combustible que le corresponda (IComb) y por el crecimiento en la tasa del IPC real

Siendo a su vez:

$$\square_n Pv = A * \square_n IComb + B * \square_n IPC \quad (2)$$

Donde:

$$\square_n IComb = [(1 + \square_n IComb) / (1 + IPC_n)] - 1$$

siendo:

$$\square_n IComb = (IComb_n - IComb_{n-1}) / IComb_{n-1}$$

$IComb_n$ : Índice del precio del combustible tras la actualización para el trimestre "n"

$$\square_n IPC = (IPC_n - IPC_{n-1}) / IPC_{n-1}$$

$IPC_n$: Índice de precios al consumo al finalizar el trimestre "n"

A, B: coeficientes fijos de actualización dependientes del nivel de potencia y del combustible utilizado. Los valores aparecen recogidos en la tabla nº1 que se adjunta a este anexo.

a.2.) Prima

Del mismo modo se procederá a actualizar trimestralmente el prima definido en el artículo 27 de este real decreto, para los subgrupos a.1.1. y a.1.2., sustituyendo en la anterior fórmula (1) respectivamente $Pv_{n+1}$ por $Cr_{n+1}$ y $Pv_n$ por $Cr_n$, así la expresión de la fórmula de actualización de la prima queda de este modo:

$$Cr_{n+1} = Cr_n * (1+ IPC_n) * (1+ \square_n Pv) \quad (3)$$

siendo aplicables los mismos términos/coeficientes y la misma metodología definidos anteriormente, en el apartado a.1) de este anexo, para la actualización de la tarifa y que son comunes en cuanto a fórmulas de actualización.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio procederá a realizar la actualización de las primas a que hace referencia este apartado, con una periodicidad trimestral en función del índice de los precios de combustibles y en función también de la evolución del IPC.

Tabla con los coeficientes A y B de la fórmula de actualización (2) del apartado a.1) de este anexo.

Tabla nº1

| Combustible | Potencia (MW) | A | B |
|---|---|---|---|
| G.N. | P < 1 | 0,5404 | - 0,0402 |
| | 1 < P < 10 | 0,6379 | - 0,0318 |
| | 10 < P < 25 | 0,6544 | - 0,0292 |
| | 25 < P < 50 | 0,6793 | - 0,0268 |
| Gasóleo y G.L.P | P < 1 | 0,6203 | - 0,0269 |
| | 1 < P < 10 | 0,7215 | - 0,0168 |
| | 10 < P < 25 | 0,7401 | - 0,0150 |
| | 25 < P < 50 | 0,7601 | - 0,0123 |
| Fuel Oil | P < 1 | 0,5872 | - 0,0295 |
| | 1 < P < 10 | 0,6956 | - 0,0186 |
| | 10 < P < 25 | 0,7153 | - 0,0164 |
| | 25 < P < 50 | 0,7440 | - 0,0135 |

b) Actualización de tarifas y primas para el subgrupo a.1.4 y el grupo a.2.

Para las instalaciones del el grupo a.2 se efectuará una sola actualización anual de tarifas y primas de acuerdo con la evolución del IPC publicado por el Ministerio de Economía a través del Instituto Nacional de Estadística. Para la actualización del subgrupo a.1.4, se tendrá en cuenta la variación del precio del carbón en los mercados internacionales.

Tarifa

$$Pv_{n+1} = Pv_n * (1+ IPC_n)$$

Prima

$$Cr_{n+1} = Cr_n * (1+ IPC_n)$$

c) Corrección por antigüedad para las instalaciones de los grupos a.1.1 y a.1.2.

A aquellas instalaciones de los grupos a.1.1 y a.1.2 que hayan superado el número de años de explotación que se indica en el artículo 44.1 se les aplicará una corrección por antigüedad de manera que los valores de Pv y Cr vendrán expresados como un producto de las tarifas o primas actualizados que les correspondan, multiplicados por un coeficiente fijo de valor 0,83 corrector de la tarifa y por un coeficiente " " corrector de la prima, determinado a partir de la expresión siguiente:

. . 1 – 0,17 (Pv /Cr)

función de la relación Pv/Cr distinta para cada nivel de potencia

## ANEXO VIII

### Solicitud de retribución específica para las instalaciones del grupo b.3

Para la solicitud de la tarifa o prima específica por kWh, a la que se refiere el artículo 39, se presentará un anteproyecto que describa de forma exhaustiva la instalación, donde al menos se desarrollen los apartados que se listan a continuación.

**CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL**

Potencia de la instalación

- Potencia unitaria por dispositivo:
- Potencia total:

Tecnología empleada

- Descripción de la tecnología:
- Vida útil de los equipos de la instalación:

Equipos principales

- Desarrollo: %Nacional %UE %Internacional
- Fabricación: %Nacional %UE %Internacional

Energía producida

- Horas anuales de funcionamiento de la central:
- Energía eléctrica total bruta producida por la central

Inversión

- Coste de inversión de la instalación (€) desglosada:
- Coste de desmantelamiento (€):

Coste de operación y mantenimiento

- Número total de personas contratadas para la operación de la instalación, horas/año trabajadas y coste total de ese personal.
- Seguros
- Cánones
- Disponibilidad del sistema

## ANEXO IX

### Aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios

1. Cuando el aprovechamiento del calor útil se realice con el propósito indistinto de utilización como calor o frío para climatización de edificios, se habrá de considerar un periodo de tiempo distinto de un año para la determinación del rendimiento eléctrico equivalente, definido según el anexo I.

Dado que las condiciones climatológicas son diferentes para cada lugar y pueden variar de un año a otro, en lugar de considerar un periodo concreto se procede, a efectos remunerativos, al cálculo de la electricidad que, asociada a la energía térmica útil real de climatización, cumpliría con el rendimiento eléctrico equivalente requerido:

$$E_{REE_0} = \frac{V}{\mathrm{Re}\, fH \cdot \left( \frac{1}{\eta_e} - \frac{1}{REE} \right)} \qquad [*]$$

Siendo:

$E_{REE0}$: Energía eléctrica que cumpliría con el rendimiento eléctrico equivalente mínimo requerido, considerando la energía térmica útil real medida. Esta energía eléctrica no podrá superar el valor de la electricidad vendida a la red en el periodo.

V: Calor o energía térmica útil, de acuerdo con la definición del apartado a) del artículo 2.1 de este real decreto. En el caso en que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor según se define en el anexo I de este real decreto.

$_e$: Rendimiento exclusivamente eléctrico de la instalación (E/Q).

2. Para el caso de aprovechamiento de calor útil para climatización de edificios, se contemplan dos revisiones anuales semestrales, en las que se evaluará y liquidará de forma extraordinaria para el periodo correspondiente de octubre a marzo (1º semestre) y para el de abril a septiembre (2º semestre), el valor de la expresión anterior de energía eléctrica ($E_{REE0}$) en cada uno de esos periodos.

A efectos prácticos y operativos para realizar las liquidaciones parciales durante el mes inmediatamente posterior al periodo a liquidar, se distinguirá entre las dos opciones de venta posibles:

a) Tarifa regulada (artículo 24.1.a): la instalación, durante el periodo contemplado, habrá de percibir por la energía vendida al sistema el 65 por ciento de la tarifa regulada que le corresponda en cada momento. Efectuándose una liquidación final semestral resultado de aplicar al valor definitivo de $E_{REE0}$ el 35 por ciento del valor de la tarifa regulada media ponderada del periodo de liquidación que le corresponda a esa instalación. Se entiende como tarifa media ponderada el cociente entre el sumatorio de los productos de la electricidad que la instalación cede al sistema en cada momento por el valor de la tarifa regulada de ese momento y el total de la electricidad cedida por la instalación al sistema en el periodo. Se tomará el anterior valor de $E_{REE0}$ siempre que sea igual o inferior a la energía cedida al sistema. Si no fuera así, el 35 por ciento de la tarifa media ponderada aplicará sólo sobre la electricidad cedida al sistema.

b) Opción mercado (artículo 24.1.b): la instalación, durante el periodo contemplado, recibirá sólo el precio del mercado más los complementos del mercado que le correspondan en cada momento. Efectuándose una liquidación final semestral resultado de aplicar al valor definitivo de $E_{REE0}$ la prima media ponderada del periodo de liquidación. Se entiende como prima media ponderada el cociente entre el sumatorio de los productos de la electricidad que la instalación vende al mercado en cada momento por el valor de la prima en ese momento y el total de la electricidad vendida por la instalación al mercado en el periodo. Se tomará el anterior valor de $E_{REE0}$ siempre que sea igual o inferior a la energía vendida al mercado. Si no fuera así, la prima media ponderada aplicará sólo sobre la electricidad vendida al mercado.

Independientemente de la opción de venta elegida, en el caso en que el valor de la electricidad obtenida de la fórmula [*] anterior fuera superior a la electricidad generada neta en el periodo, se procederá al cálculo del rendimiento eléctrico equivalente que corresponde a los valores de la energía térmica útil

medida junto al de la electricidad generada bruta, ambas en el periodo, con el fin de que con el valor del rendimiento eléctrico equivalente calculado de esta forma se aplique el complemento por eficiencia definido en el artículo 28 del presente real decreto.

## ANEXO X

### Retribución de las instalaciones híbridas

Para las instalaciones reguladas en el artículo 23, la energía a retribuir en cada uno de los grupos o subgrupos será la siguiente:

1. Hibridaciones tipo 1:

$$Eri = E \cdot \left( \frac{C_i}{C_b} \right)$$

siendo:

Eri: energía eléctrica retribuida según la tarifa o prima para el combustible i.
E: total energía eléctrica vertida a la red.
Ci: Energía primaria total procedente del combustible i (calculada por masa y PCI).
Cb: Energía primaria total procedente de los distintos tipos de biomasa/biogás/residuo (calculada como sumatorio de Ci).

2. Hibridaciones tipo 2:

$$Eri = \eta_b \cdot C_i$$

$$Ers = E - \sum_{1}^{n} Eri$$

Eri: energía eléctrica retribuida según la tarifa o prima para el combustible i.
E: total energía eléctrica vertida a la red.
Ers: energía eléctrica retribuida según la tarifa o prima para el subgrupo b.1.2.
Ci: Energía primaria total procedente del combustible i (calculada por masa y PCI).
$\eta_b$ = Rendimiento, en tanto por uno, de la instalación para biomasa/biogás/residuo, igual a 0,21.

## ANEXO XI

### Acceso y conexión a la red

1. El acceso y conexión a la red, y las condiciones de operación para las instalaciones de generación de régimen especial, así como el desarrollo de las instalaciones de red necesarias para la conexión y costes asociados, se resolverán según lo establecido en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre y en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre y la normativa que lo desarrolla, con las condiciones particulares que se establecen en el presente real decreto. En el caso de no aceptación, por parte del titular, de la propuesta alternativa realizada por la empresa distribuidora ante una solicitud de punto de acceso y conexión, podrá solicitar al órgano competente la resolución de la discrepancia, que deberá dictarse y notificarse al interesado en el plazo máximo de tres meses a contar desde la fecha de la solicitud.

2. Asimismo, deberán observarse los criterios siguientes:

a) Los titulares que no tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red de transporte o las redes de distribución tendrán todas sus instalaciones receptoras o sólo parte de ellas conectables por un sistema de conmutación, bien a la red general bien a sus grupos generadores, que asegurará que en ningún caso puedan quedar sus grupos generadores conectados a dicha red.

b) Los titulares que tengan interconectados en paralelo sus grupos con la red de transporte o las redes de distribución y lo estarán en un solo punto, salvo circunstancias especiales debidamente justificadas y autorizadas por la Administración competente, y podrán emplear generadores síncronos o asíncronos.

Estos titulares deberán cortar la conexión con la red de transporte o distribución y si, por causas de fuerza mayor u otras debidamente justificadas y aceptadas por la Administración competente o establecidas en los procedimientos de operación, la empresa distribuidora o transportista o el operador del sistema lo solicita. Las condiciones del servicio normal deberán, sin embargo, ser restablecidas lo más rápidamente posible. Cuando se dé esa circunstancia se informará al órgano competente.

c) En relación con la potencia máxima admisible en la interconexión de una instalación de producción en régimen especial o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red, se tendrán en cuenta los siguientes criterios, según se realice la conexión con la distribuidora a una línea o directamente a una subestación:

1.º Líneas: la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a la línea no superará el 50 por ciento de la capacidad de la línea en el punto de conexión, definida como la capacidad térmica de diseño de la línea en dicho punto.

2.º Subestaciones y centros de transformación (AT/BT): la potencia total de la instalación, o conjunto de instalaciones, conectadas a una subestación o centro de transformación no superará el 50 por ciento de la capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.

Las instalaciones del grupo b.1 tendrán normas específicas que se dictarán por los órganos que tengan atribuida la competencia siguiendo los criterios anteriormente relacionados.

3. Siempre que se salvaguarden las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico, y con las limitaciones que, de acuerdo a la normativa vigente se establezcan por el operador del sistema o en su caso por el gestor de la red distribución, los generadores de régimen especial tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida frente a los generadores de régimen ordinario, con particular preferencia para la generación de régimen especial no gestionable a partir de fuentes renovables. Asimismo, con el objetivo de contribuir a una integración segura y máxima de la generación de régimen especial no gestionable el operador del sistema considerará preferentes aquellos generadores cuya adecuación tecnológica contribuya en mayor medida a garantizar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

A los efectos de este real decreto, se define como generación no gestionable aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa.

En principio, se consideran como no gestionables los generadores de régimen especial que de acuerdo a la clasificación establecida en este real decreto se encuentren incluidos en los grupos b.1, b.2 y b.3, así como los generadores hidráulicos fluyentes integrados en los grupos b.4 y b.5, salvo valoración específica de gestionable de una planta generadora a realizar por el operador del sistema, con la consecuente aplicación de los requisitos o condicionantes asociados a dicha condición.

4. En lo relativo a la conexión a la red, en caso de limitaciones en el punto de conexión derivadas de viabilidad física o técnica para expansión de la misma, o por la aplicación de los criterios de desarrollo de la red, los generadores de régimen especial a partir de fuentes de energía renovable tendrán prioridad de conexión frente al resto de los generadores. Esta prioridad será de aplicación durante el plazo en el que concurran varias instalaciones en condiciones de celebrar el Contrato Técnico de Acceso.

5. Siempre que sea posible, se procurará que varias instalaciones productoras utilicen las mismas instalaciones de evacuación de la energía eléctrica, aun cuando se trate de titulares distintos. Los órganos de la Administración competente, cuando autoricen esta utilización, fijarán las condiciones que deben cumplir los titulares a fin de no desvirtuarse las medidas de energía eléctrica de cada una de las instalaciones de producción que utilicen dichas instalaciones de evacuación.

Cuando varios generadores de régimen especial compartan punto de conexión a la red de transporte, la tramitación de los procedimientos de acceso y conexión, ante el operador del sistema y transportista titular del parque correspondiente, así como la coordinación con éste último tras la puesta en servicio de la generación, deberá realizarse de forma conjunta y coordinada por un Interlocutor Único de Nudo que actuará en representación de los generadores, en los términos y con las funciones que se establezcan.

6. Para instalaciones o agrupaciones de las mismas de más de 10 MW a conectar a la red de distribución, y tras la conclusión de su aceptabilidad por el gestor de distribución, éste solicitará al operador del sistema su aceptabilidad desde la perspectiva de la red de transporte en los procedimientos de acceso y conexión. Asimismo, el gestor de la red de distribución informará al operador del sistema sobre la resolución de los procedimientos de acceso y conexión de todas las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto.

7. Antes de la puesta en tensión de las instalaciones de generación y de conexión a red asociadas, se requerirá el informe de verificación de las condiciones técnicas de conexión del operador del sistema o del gestor de la red de distribución que acredite el cumplimiento de los requisitos para la puesta en servicio de la instalación según la normativa vigente, sobre la base de la información aportada por los generadores. Su cumplimiento será acreditado, en su caso, por la Comisión Nacional de la Energía o el órgano de la Administración competente.

8. Los gastos de las instalaciones necesarios para la conexión serán, con carácter general, a cargo del titular de la central de producción.

9. Si el órgano competente apreciase circunstancias en la red de la empresa adquirente que impidieran técnicamente la absorción de la energía producida, fijará un plazo para subsanarlas. Los gastos de las modificaciones en la red de la empresa adquirente serán a cargo del titular de la instalación de producción, salvo que no fueran exclusivamente para su servicio; en tal caso, correrán a cargo de ambas partes de mutuo acuerdo, teniendo en cuenta el uso que se prevé que van a hacer de dichas modificaciones cada una de las partes. En caso de discrepancia resolverá el órgano correspondiente de la Administración competente.

10. Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto.

En caso de apertura del interruptor automático de la empresa titular de la red en el punto de conexión, así como en cualquier situación en la que la generación pueda quedar funcionando en isla, se instalará por parte del generador un sistema de teledisparo automático u otro medio que desconecte la central o centrales generadores con objeto de evitar posibles daños personales o sobre las cargas. En todo caso esta circunstancia será reflejada de manera explícita en el contrato a celebrar entre el generador y la empresa titular de la red en el punto de conexión, aludiendo en su caso a la necesaria coordinación con los dispositivos de reenganche automático de la red en la zona.

Las protecciones de mínima frecuencia de los grupos generadores deberán estar coordinadas con el sistema de deslastre de cargas por frecuencia del sistema eléctrico peninsular español, por lo que los generadores sólo podrán desacoplar de la red si la frecuencia cae por debajo de 48 Hz, con una temporización de 3 segundos como mínimo. Por otra parte, las protecciones de máxima frecuencia sólo podrán provocar el desacoplamiento de los generadores si la frecuencia se eleva por encima de 51 Hz con la temporización que se establezca en los procedimientos de operación.

11. Los equipos de medida instalados en las barras de central de las instalaciones de categoría a) con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, que no cumplan con las especificaciones contenidas en el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, deberán ser sustituidos previamente a que estas instalaciones opten por cambiar de opción de venta de energía para hacerlo de acuerdo con la opción b) del artículo 24.1 y, en todo caso, en un plazo máximo de doce meses desde la entrada en vigor del presente real decreto.

La medida de la energía producida en barras de central de las instalaciones de la categoría a) podrá obtenerse como combinación de medidas a partir de la medida de la energía excedentaria entregada a la red de transporte o distribución, o a partir de las medidas de la energía producida en bornes de generadores.

Los transformadores de medida actualmente instalados podrán dedicar sus secundarios simultáneamente a la medida destinada a la liquidación y a otros usos, siempre que la carga soportada por sus secundarios se mantenga dentro del rango especificado en sus ensayos.

## ANEXO XII

### Perfiles horarios para las instalaciones fotovoltaicas, hidráulicas y otras que no cuenten con medida horaria

En el caso de que la instalación no disponga de medida horaria, se calculará su energía en cada hora multiplicando la potencia instalada de la instalación por el factor de funcionamiento establecido en los tablas siguientes para cada tecnología y mes. En el caso de la fotovoltaica, se tomará el cuadro correspondiente a la zona solar donde esté ubicada físicamente la instalación. A estos efectos, se han considerado las cinco zonas climáticas según la radiación solar media en España, establecidas en el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación

A continuación se indican los perfiles de producción para las instalaciones fotovoltaicas y las hidráulicas. Para el resto de las tecnologías, se considerará, salvo mejor previsión, como factor de funcionamiento 0,85 en todas las horas del año.

**Perfil horario de producción para las instalaciones hidráulicas.**

| Mes | Factor de funcionamiento |
|---|---|
| Enero | 0,41 |
| Febrero | 0,36 |
| Marzo | 0,38 |
| Abril | 0,42 |
| Mayo | 0,43 |
| Junio | 0,32 |
| Julio | 0,24 |
| Agosto | 0,19 |
| Septiembre | 0,17 |
| Octubre | 0,23 |
| Noviembre | 0,32 |
| Diciembre | 0,35 |

**Perfil horario de producción para las instalaciones fotovoltaicas.**

Los valores de las horas que aparecen en las tablas siguientes corresponden al tiempo solar. En el horario de invierno la hora civil corresponde a la hora solar más 2 unidades, y en el horario de verano la hora civil corresponde a la hora solar más 1 unidad. Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

**Factor de funcionamiento para un perfil horario de una instalación fotovoltaica**

## ZONA I

| *ZONA I* | 1,00 | 2,00 | 3,00 | 4,00 | 5,00 | 6,00 | 7,00 | 8,00 | 9,00 | 10,00 | 11,00 | 12,00 | 13,00 | 14,00 | 15,00 | 16,00 | 17,00 | 18,00 | 19,00 | 20,00 | 21,00 | 22,00 | 23,00 | 24,00 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,14 | 0,22 | 0,28 | 0,30 | 0,28 | 0,22 | 0,14 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Febrero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,11 | 0,22 | 0,31 | 0,38 | 0,40 | 0,38 | 0,31 | 0,22 | 0,11 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Marzo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,20 | 0,32 | 0,42 | 0,49 | 0,52 | 0,49 | 0,42 | 0,32 | 0,20 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Abril | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,16 | 0,28 | 0,40 | 0,50 | 0,57 | 0,60 | 0,57 | 0,50 | 0,40 | 0,28 | 0,16 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Mayo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,11 | 0,22 | 0,34 | 0,45 | 0,55 | 0,61 | 0,63 | 0,61 | 0,55 | 0,45 | 0,34 | 0,22 | 0,11 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Junio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,14 | 0,26 | 0,38 | 0,50 | 0,59 | 0,66 | 0,68 | 0,66 | 0,59 | 0,50 | 0,38 | 0,26 | 0,14 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Julio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,14 | 0,26 | 0,40 | 0,53 | 0,63 | 0,70 | 0,73 | 0,70 | 0,63 | 0,53 | 0,40 | 0,26 | 0,14 | 0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Agosto | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,20 | 0,34 | 0,47 | 0,57 | 0,65 | 0,67 | 0,65 | 0,57 | 0,47 | 0,34 | 0,20 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Septiembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,12 | 0,25 | 0,38 | 0,50 | 0,57 | 0,60 | 0,57 | 0,50 | 0,38 | 0,25 | 0,12 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Octubre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,15 | 0,27 | 0,37 | 0,44 | 0,47 | 0,44 | 0,37 | 0,27 | 0,15 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Noviembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,07 | 0,17 | 0,25 | 0,31 | 0,34 | 0,31 | 0,25 | 0,17 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Diciembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,12 | 0,20 | 0,26 | 0,28 | 0,26 | 0,20 | 0,12 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Media anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,05 | 0,11 | 0,22 | 0,33 | 0,43 | 0,49 | 0,52 | 0,49 | 0,43 | 0,33 | 0,22 | 0,11 | 0,05 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Total anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,79 | 16,51 | 41,87 | 79,50 | 120,42 | 156,03 | 180,37 | 189,02 | 180,37 | 156,03 | 120,42 | 79,50 | 41,87 | 16,51 | 2,79 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

## ZONA II

| *ZONA II* | 1,00 | 2,00 | 3,00 | 4,00 | 5,00 | 6,00 | 7,00 | 8,00 | 9,00 | 10,00 | 11,00 | 12,00 | 13,00 | 14,00 | 15,00 | 16,00 | 17,00 | 18,00 | 19,00 | 20,00 | 21,00 | 22,00 | 23,00 | 24,00 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,13 | 0,20 | 0,26 | 0,28 | 0,26 | 0,20 | 0,13 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Febrero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,12 | 0,23 | 0,33 | 0,39 | 0,42 | 0,39 | 0,33 | 0,23 | 0,12 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Marzo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,21 | 0,34 | 0,45 | 0,53 | 0,55 | 0,53 | 0,45 | 0,34 | 0,21 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Abril | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,18 | 0,31 | 0,45 | 0,56 | 0,64 | 0,66 | 0,64 | 0,56 | 0,45 | 0,31 | 0,18 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Mayo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,12 | 0,25 | 0,39 | 0,53 | 0,64 | 0,72 | 0,74 | 0,72 | 0,64 | 0,53 | 0,39 | 0,25 | 0,12 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Junio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,15 | 0,28 | 0,41 | 0,54 | 0,65 | 0,72 | 0,75 | 0,72 | 0,65 | 0,54 | 0,41 | 0,28 | 0,15 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Julio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,16 | 0,30 | 0,45 | 0,60 | 0,72 | 0,80 | 0,83 | 0,80 | 0,72 | 0,60 | 0,45 | 0,30 | 0,16 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Agosto | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,24 | 0,40 | 0,56 | 0,69 | 0,78 | 0,81 | 0,78 | 0,69 | 0,56 | 0,40 | 0,24 | 0,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Septiembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,14 | 0,29 | 0,44 | 0,57 | 0,66 | 0,69 | 0,66 | 0,57 | 0,44 | 0,29 | 0,14 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Octubre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,16 | 0,28 | 0,39 | 0,47 | 0,50 | 0,47 | 0,39 | 0,28 | 0,16 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Noviembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,07 | 0,16 | 0,25 | 0,31 | 0,33 | 0,31 | 0,25 | 0,16 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Diciembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,11 | 0,18 | 0,23 | 0,25 | 0,23 | 0,18 | 0,11 | 0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Media anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,05 | 0,13 | 0,24 | 0,37 | 0,47 | 0,54 | 0,57 | 0,54 | 0,47 | 0,37 | 0,24 | 0,13 | 0,05 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Total anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,95 | 18,60 | 47,42 | 88,88 | 133,27 | 171,78 | 198,00 | 207,33 | 198,00 | 171,78 | 133,27 | 88,88 | 47,42 | 18,60 | 2,95 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

## ZONA III

| *ZONA III* | 1,00 | 2,00 | 3,00 | 4,00 | 5,00 | 6,00 | 7,00 | 8,00 | 9,00 | 10,00 | 11,00 | 12,00 | 13,00 | 14,00 | 15,00 | 16,00 | 17,00 | 18,00 | 19,00 | 20,00 | 21,00 | 22,00 | 23,00 | 24,00 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,15 | 0,23 | 0,29 | 0,31 | 0,29 | 0,23 | 0,15 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Febrero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,13 | 0,24 | 0,34 | 0,41 | 0,44 | 0,41 | 0,34 | 0,24 | 0,13 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Marzo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,23 | 0,36 | 0,48 | 0,56 | 0,59 | 0,56 | 0,48 | 0,36 | 0,23 | 0,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Abril | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,20 | 0,35 | 0,50 | 0,62 | 0,71 | 0,74 | 0,71 | 0,62 | 0,50 | 0,35 | 0,20 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Mayo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,12 | 0,25 | 0,39 | 0,53 | 0,65 | 0,73 | 0,75 | 0,73 | 0,65 | 0,53 | 0,39 | 0,25 | 0,12 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Junio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,16 | 0,31 | 0,46 | 0,61 | 0,74 | 0,82 | 0,85 | 0,82 | 0,74 | 0,61 | 0,46 | 0,31 | 0,16 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Julio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,17 | 0,33 | 0,51 | 0,69 | 0,83 | 0,93 | 0,96 | 0,93 | 0,83 | 0,69 | 0,51 | 0,33 | 0,17 | 0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Agosto | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,11 | 0,27 | 0,45 | 0,63 | 0,78 | 0,88 | 0,91 | 0,88 | 0,78 | 0,63 | 0,45 | 0,27 | 0,11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Septiembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,15 | 0,31 | 0,47 | 0,61 | 0,70 | 0,73 | 0,70 | 0,61 | 0,47 | 0,31 | 0,15 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Octubre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,17 | 0,31 | 0,42 | 0,50 | 0,53 | 0,50 | 0,42 | 0,31 | 0,17 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Noviembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,19 | 0,28 | 0,35 | 0,37 | 0,35 | 0,28 | 0,19 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Diciembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,13 | 0,22 | 0,27 | 0,29 | 0,27 | 0,22 | 0,13 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Media anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,05 | 0,14 | 0,27 | 0,40 | 0,52 | 0,60 | 0,62 | 0,60 | 0,52 | 0,40 | 0,27 | 0,14 | 0,05 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Total anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 2,50 | 19,45 | 51,42 | 97,72 | 146,59 | 188,96 | 217,81 | 228,03 | 217,81 | 188,96 | 146,59 | 97,72 | 51,42 | 19,45 | 2,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

## ZONA IV

| *ZONA IV* | 1,00 | 2,00 | 3,00 | 4,00 | 5,00 | 6,00 | 7,00 | 8,00 | 9,00 | 10,00 | 11,00 | 12,00 | 13,00 | 14,00 | 15,00 | 16,00 | 17,00 | 18,00 | 19,00 | 20,00 | 21,00 | 22,00 | 23,00 | 24,00 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,10 | 0,23 | 0,34 | 0,43 | 0,46 | 0,43 | 0,34 | 0,23 | 0,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Febrero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,04 | 0,19 | 0,34 | 0,48 | 0,58 | 0,61 | 0,58 | 0,48 | 0,34 | 0,19 | 0,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Marzo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,11 | 0,26 | 0,42 | 0,55 | 0,64 | 0,67 | 0,64 | 0,55 | 0,42 | 0,26 | 0,11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Abril | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,19 | 0,35 | 0,50 | 0,63 | 0,72 | 0,75 | 0,72 | 0,63 | 0,50 | 0,35 | 0,19 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Mayo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,13 | 0,28 | 0,44 | 0,60 | 0,74 | 0,83 | 0,86 | 0,83 | 0,74 | 0,60 | 0,44 | 0,28 | 0,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Junio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,03 | 0,16 | 0,31 | 0,47 | 0,63 | 0,76 | 0,85 | 0,88 | 0,85 | 0,76 | 0,63 | 0,47 | 0,31 | 0,16 | 0,03 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Julio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,16 | 0,33 | 0,51 | 0,69 | 0,83 | 0,93 | 0,97 | 0,93 | 0,83 | 0,69 | 0,51 | 0,33 | 0,16 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Agosto | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,25 | 0,43 | 0,60 | 0,74 | 0,84 | 0,88 | 0,84 | 0,74 | 0,60 | 0,43 | 0,25 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Septiembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,16 | 0,32 | 0,49 | 0,63 | 0,73 | 0,76 | 0,73 | 0,63 | 0,49 | 0,32 | 0,16 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Octubre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,06 | 0,20 | 0,35 | 0,49 | 0,58 | 0,61 | 0,58 | 0,49 | 0,35 | 0,20 | 0,06 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Noviembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,11 | 0,24 | 0,35 | 0,43 | 0,46 | 0,43 | 0,35 | 0,24 | 0,11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Diciembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,20 | 0,31 | 0,38 | 0,41 | 0,38 | 0,31 | 0,20 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Media anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,14 | 0,29 | 0,44 | 0,57 | 0,66 | 0,69 | 0,66 | 0,57 | 0,44 | 0,29 | 0,14 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Total anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 1,50 | 18,55 | 52,86 | 105,47 | 160,84 | 208,98 | 241,77 | 253,40 | 241,77 | 208,98 | 160,84 | 105,47 | 52,86 | 18,55 | 1,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

## ZONA V

| *ZONA IV* | 1,00 | 2,00 | 3,00 | 4,00 | 5,00 | 6,00 | 7,00 | 8,00 | 9,00 | 10,00 | 11,00 | 12,00 | 13,00 | 14,00 | 15,00 | 16,00 | 17,00 | 18,00 | 19,00 | 20,00 | 21,00 | 22,00 | 23,00 | 24,00 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Enero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,12 | 0,25 | 0,36 | 0,44 | 0,47 | 0,44 | 0,36 | 0,25 | 0,12 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Febrero | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,19 | 0,34 | 0,47 | 0,56 | 0,59 | 0,56 | 0,47 | 0,34 | 0,19 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Marzo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,13 | 0,30 | 0,47 | 0,63 | 0,73 | 0,77 | 0,73 | 0,63 | 0,47 | 0,30 | 0,13 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Abril | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,20 | 0,38 | 0,55 | 0,70 | 0,79 | 0,83 | 0,79 | 0,70 | 0,55 | 0,38 | 0,20 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Mayo | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,11 | 0,28 | 0,46 | 0,64 | 0,79 | 0,89 | 0,93 | 0,89 | 0,79 | 0,64 | 0,46 | 0,28 | 0,11 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Junio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,14 | 0,31 | 0,50 | 0,68 | 0,83 | 0,93 | 0,96 | 0,93 | 0,83 | 0,68 | 0,50 | 0,31 | 0,14 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Julio | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,14 | 0,32 | 0,52 | 0,71 | 0,88 | 0,99 | 1,00 | 0,99 | 0,88 | 0,71 | 0,52 | 0,32 | 0,14 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Agosto | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,09 | 0,26 | 0,46 | 0,65 | 0,82 | 0,93 | 0,97 | 0,93 | 0,82 | 0,65 | 0,46 | 0,26 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Septiembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,16 | 0,34 | 0,52 | 0,68 | 0,78 | 0,82 | 0,78 | 0,68 | 0,52 | 0,34 | 0,16 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Octubre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,08 | 0,23 | 0,39 | 0,53 | 0,63 | 0,67 | 0,63 | 0,53 | 0,39 | 0,23 | 0,08 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Noviembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,02 | 0,14 | 0,28 | 0,40 | 0,48 | 0,51 | 0,48 | 0,40 | 0,28 | 0,14 | 0,02 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Diciembre | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,10 | 0,22 | 0,33 | 0,41 | 0,44 | 0,41 | 0,33 | 0,22 | 0,10 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Media anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,05 | 0,15 | 0,31 | 0,48 | 0,62 | 0,72 | 0,75 | 0,72 | 0,62 | 0,48 | 0,31 | 0,15 | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Total anual | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,51 | 16,80 | 56,07 | 114,05 | 173,77 | 225,63 | 260,99 | 273,43 | 260,99 | 225,63 | 173,77 | 114,05 | 56,07 | 16,80 | 0,51 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

# ANEXO 9.2.**GUÍA PARA RELLENAR EL FORMULARIO DE VENTA DE ELECTRICIDAD**

## Modelo Cesión Derechos

## INSTRUCCIONES

(1) **NIF/CIF TITULAR DE INSTALACIÓN:** Indique el NIF/CIF del Titular de la Instalación que será el sujeto de liquidación. **(TITULAR)**

(2) **NIF/CIF REPRES. DIRECTO:** Indique, en su caso, el NIF/CIF del representante directo del Titular de la Instalación. **(CIF/NIF NEXUS ENERGÍA, S.A., A-62332580)**

(3) **NIF/CIF CEDENTE:** Indique el NIF/CIF del Cedente/Deudor pignoraticio. **(CIF/NIF TITULAR)**

(4) **NIF/CIF CESIONARIO:** Indique el NIF/CIF del Cesionario/Acreedor pignoraticio. **(CIF/NIF ENTIDAD DE CRÉDITO)**

(5) **NOMBRE DEL CESIONARIO:** Indique el nombre del Cesionario/Acreedor pignoraticio. (NOMBRE ENTIDAD DE CRÉDITO)

(6) **NIF/CIF ENTIDAD AUTORIZADA PARA REMITIR A LA CNE INSTRUCCIONES SOBRE LA CESIÓN:** Indique la Entidad Autorizada para remitir instrucciones sobre el cobro de los derechos de crédito (modificación o fin de la cesión de crédito) a CNE. En el caso de operaciones sindicadas se deberá indicar, en su caso, la Entidad Financiera o Banco Agente. **(A-62332580)**

(7) **NOMBRE DE LA ENTIDAD AUTORIZADA:** Indique el nombre de la Entidad Autorizada. (ver instrucciones sobre casilla 6) **(NEXUS ENERGÍA, S.A.)**

(8) **FECHA EFECTIVIDAD DE CESIÓN:** Deberá indicarse la fecha a partir de la cual los pagos deberán efectuarse en la cuenta corriente (IBAN) señalada en la casilla 12. Salvo que señale una fecha posterior, la fecha de efectividad de la cesión será el primer día del mes siguiente a aquella en que realice la notificación (Circular 4/2009). En el caso de que los pagos a la cuenta corriente (IBAN) indicada, dependan de una ulterior notificación a la CNE (por ejemplo, de la ejecución de la prenda) se consignará expresamente esa circunstancia.

(9) **FECHA FIN CESIÓN (en su caso):** Indique, en caso de existir, la fecha fin del mismo 'aaaammdd'. En cualquier caso recuerde que el fin de la cesión, cambio de IBAN, deberá ser comunicado por la entidad autorizada

(10) **IMPORTE DE LA CESIÓN (en su caso):** Indique, si lo tuviera, el importe específico de la Cesión de Crédito. En cualquier caso recuerde que el fin, cambio de IBAN de la cesión deberá ser comunicado por la entidad autorizada.

(11) **IDENTIFICACIÓN DEL NEGOCIO JURÍDICO EN VIRTUD DEL CUAL SE PRODUCE LA CESIÓN DE CRÉDITO.** Se deberá señalar el tipo de negocio jurídico (constitución de derecho de

prenda u otros), especificando si ha sido otorgado o intervenido notarialmente, indicando el Notario autorizante y su fecha."

(12) **CUENTA BANCARIA (IBAN):** Indique los campos de la cuenta bancaria como se indica 'ES-aa-bbbb-cccc-dd-eeeeeeeeee'

(13) **OBSERVACIONES:** Introduzca cualquier observación que pueda ser aclaratoria para la comprensión del documento.

(14) **CIL TITULAR:** Indique el CIL (código de la instalación de producción a efectos de liquidación) del Titular al que afecte la cesión de crédito. Si fueran varios, introduzca dichos Códigos uno debajo de otro.

(15) **NOMBRE DE LA INSTALACIÓN:** Indique el nombre de la Instalación.

(16 y 17) **DOCUMENTACIÓN ANEXA y DESCRIPCIÓN:** Marque 'SI' por cada documento que se adjunte a la cesión de crédito, con una pequeña descripción del documento.

**IMPORTANTE**

**Recuerde que tendrá que presentar tantos Modelos normalizados en formato electrónico (CD ó DVD) y acompañando documentación acreditativa en papel, como Cesiones de Crédito desee realizar. Para la presentación de la solicitud (modelo + documentos), utilice como medio de entrega, el Registro General de Entrada de CNE sito en C/Alcalá, 47 haciendo referencia en la solicitud a la Circular 4/2009.**

# ANEXO 9.3. **FORMULARIO PARA LEGALIZAR LA VENTA DE ELECTRICIDAD**

Comisión Nacional de Energía

Asunto: Documento CIL, visado por el encargado de la lectura (Circular 4/2009 apartado quinto 2 e)).

La empresa encargada de la lectura …… con CIF ……...

CERTIFICA:

Que la instalación con nombre …… …….. ubicada en el municipio de ……..…… perteneciente a la provincia de ……....., posee las siguientes características:

| |
|---|
| CIL: |
| Potencia del CIL (kW): |
| Real Decreto al que está acogida: |
| Categoría/Grupo/Subgrupo: |
| Cód. MITyC: |
| Cód. autonómico: |

En cumplimiento de la Ley 15/1999, de Protección de Datos de carácter personal, se pone en su conocimiento que estos datos facilitados serán tratados y recogidos con la finalidad de que la Comisión Nacional de Energía gestione el Sistema de Liquidación de las primas equivalentes, las primas, los incentivos y los complementos, establecido en la Circular 4/2009, de 9 de julio, y en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, no pudiendo ser utilizados para fines distintos de aquéllos para los que fueron recogidos, con las excepciones que contempla la legislación vigente. El órgano responsable del fichero es el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, C/Alcalá, 47, 28014 Madrid.

En…… a ….. de……..….de …….
(lugar) (día) (mes) (año)

Firmado (encargado de la lectura):

# ANEXO 10. **BIBLIOGRAFÍA**

# ANEXO 8. BIBLIOGRAFÍA


- http://www.uia.mx/campus/publicaciones/fisica/pdf/13Hidrodinamica.pdf
- http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=510&keyword=&auditoria=F
- http://www.youtube.com/watch?v=oDg98JiqDHE
- http://www.magrama.gob.es/es/costas/temas/proteccion-del-medio-marino/legislacion/default.aspx
- http://www.power-technology.com/projects/sound-of-islay/sound-of-islay3.html
- http://www.power-technology.com/projects/sound-of-islay/sound-of-islay3.html
- http://www.power-technology.com/projects/sound-of-islay/sound-of-islay3.html
- http://islayenergytrust.org.uk/2011/12/28/hammerfest-strom-hs1000-tidal-turbine-installed-in-orkney/
- http://www.compositesworld.com/articles/tidal-turbine-blade-toughened-for-turbulent-salt-sea

- http://www.hammerfeststrom.com/products/tidal-turbines/
- Documento de Estrategia Energética de Andalucía 2014-2020
- Documento del Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética 2007-2013
- Ley Energética 26 diciembre 2013
- Ley de Contratos Públicos
- Tesis de Samantha Adamski : "Numerical Modeling of the E_ects of a Free Surface on the Operating Characteristics of Marine Hydrokinetic Turbines"
- Tesis de Amir Teymour Javaherchi Mozafari: "Numerical Modeling of Tidal Turbines: Methodology Development and Potential Physical Environmental Effects"
- Tesis de Carlo Enrico Carcangiu : "CFD-RANS Study of Horizontal Axis Wind Turbines"
- Documentación de venta de la electricidad
- http://www.monografias.com/trabajos93/energia-undimotriz-i/energia-undimotriz-i.shtml
- http://www.puertos.es/oceanografia_y_meteorologia/redes_de_medida/index.html
- http://generadoreselectricos.info/funcionamiento/
- http://www.tecnoficio.com/electricidad/generacion_de_electricidad.php

- http://wp.wke.es/web/cne/normativa.asp

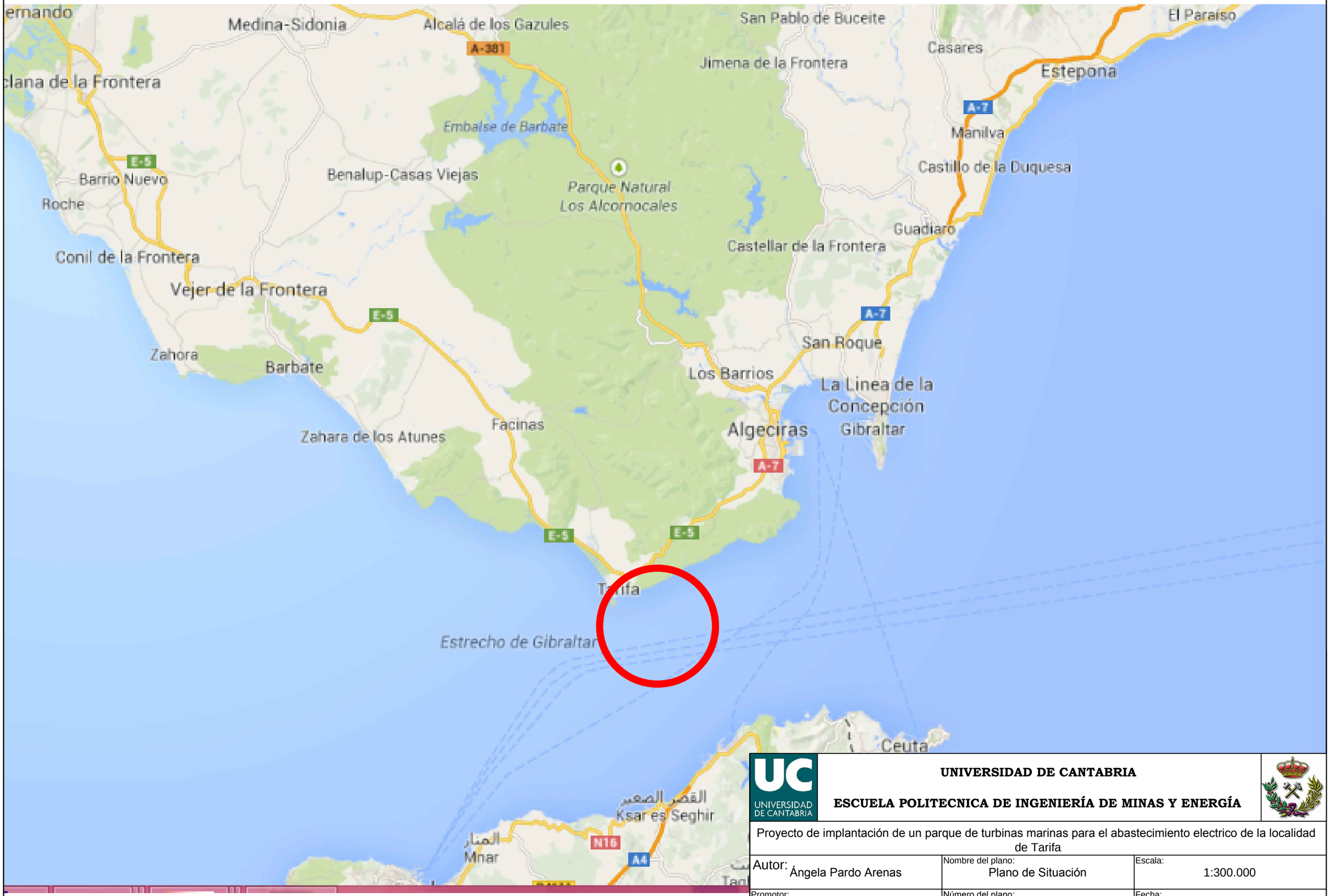
- http://www.all-energy.co.uk/__novadocuments/43981?v=635252406967030000

# 2. **PLANOS**

*2. **PLANOS***

INDICE DE CONTENIDOS:

1. Plano de situación ..... 1
2. Mapa Geológico de Tarifa ..... 2
3. Plano de la Red Eléctrica Española ..... 3
4. Plano de la implantación de las turbinas ..... 4
5. Alabe ..... 5
   5.1. Perfil del Alabe ..... 6
   5.2. Sección del Alabe ..... 7
   5.3. Alabe Completo ..... 8
6. Góndola ..... 9
7. Estructura ..... 10
   7.1. Estructura ..... 11
   7.2. Vista isométrica de la estructura ..... 12
8. Ballestas de sujeción ..... 13
9. Turbina Marina ..... 14
10. Simulación en Ansys del flujo turbulento ..... 15
11. Parque de turbinas marinas ..... 16




**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

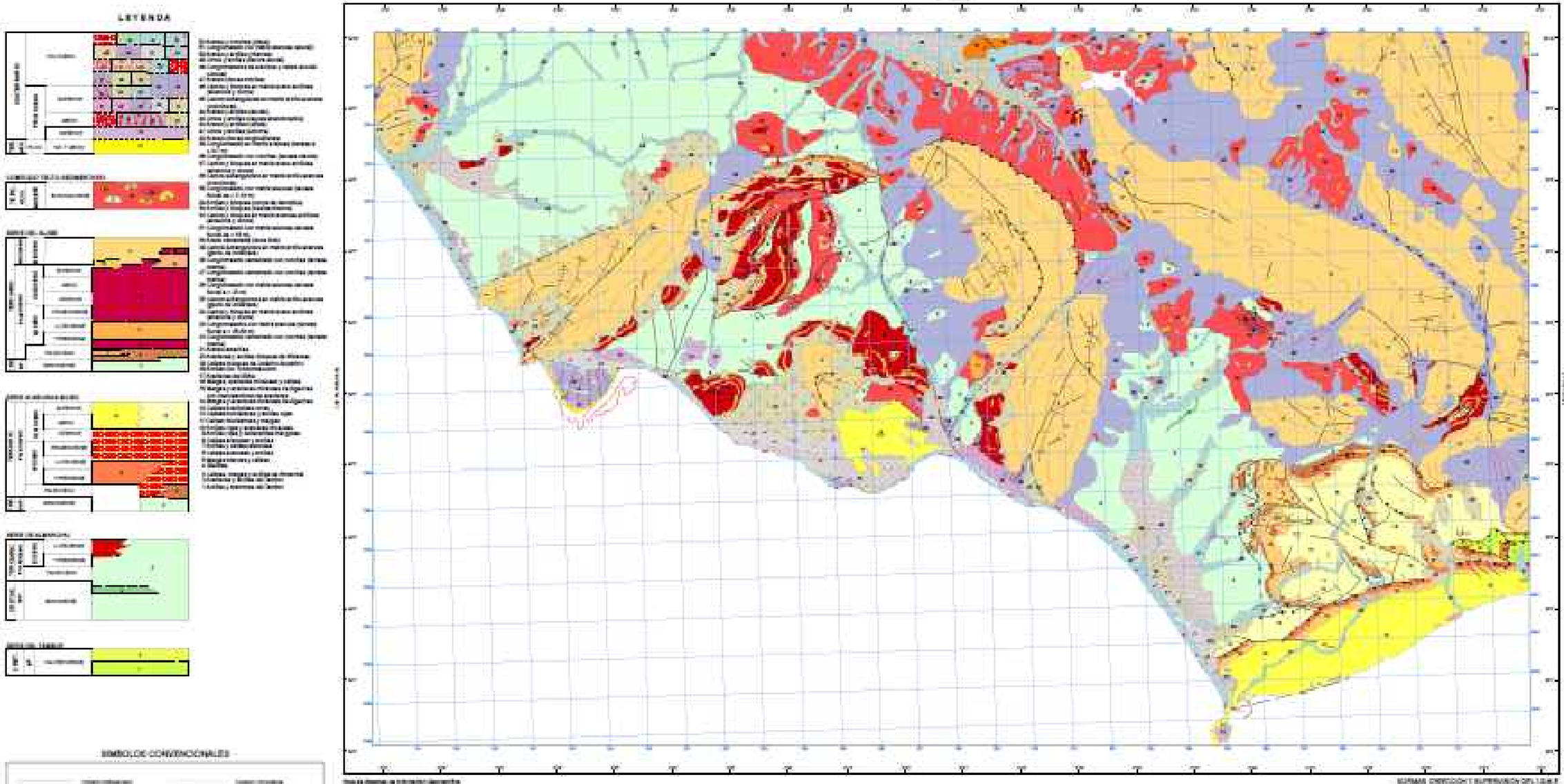
| Autor: Ángela Pardo Arenas | Nombre del plano: Plano de Situación | Escala: 1:300.000 |
|---|---|---|
| Promotor: Universidad de Cantabria | Número del plano: 01/11 | Fecha: 06/2014 |

# MAPA GEOLÓGICO DE ESPAÑA

Escala 1:50.000

Instituto Geológico y Minero de España

**TARIFA** 1077 13-43

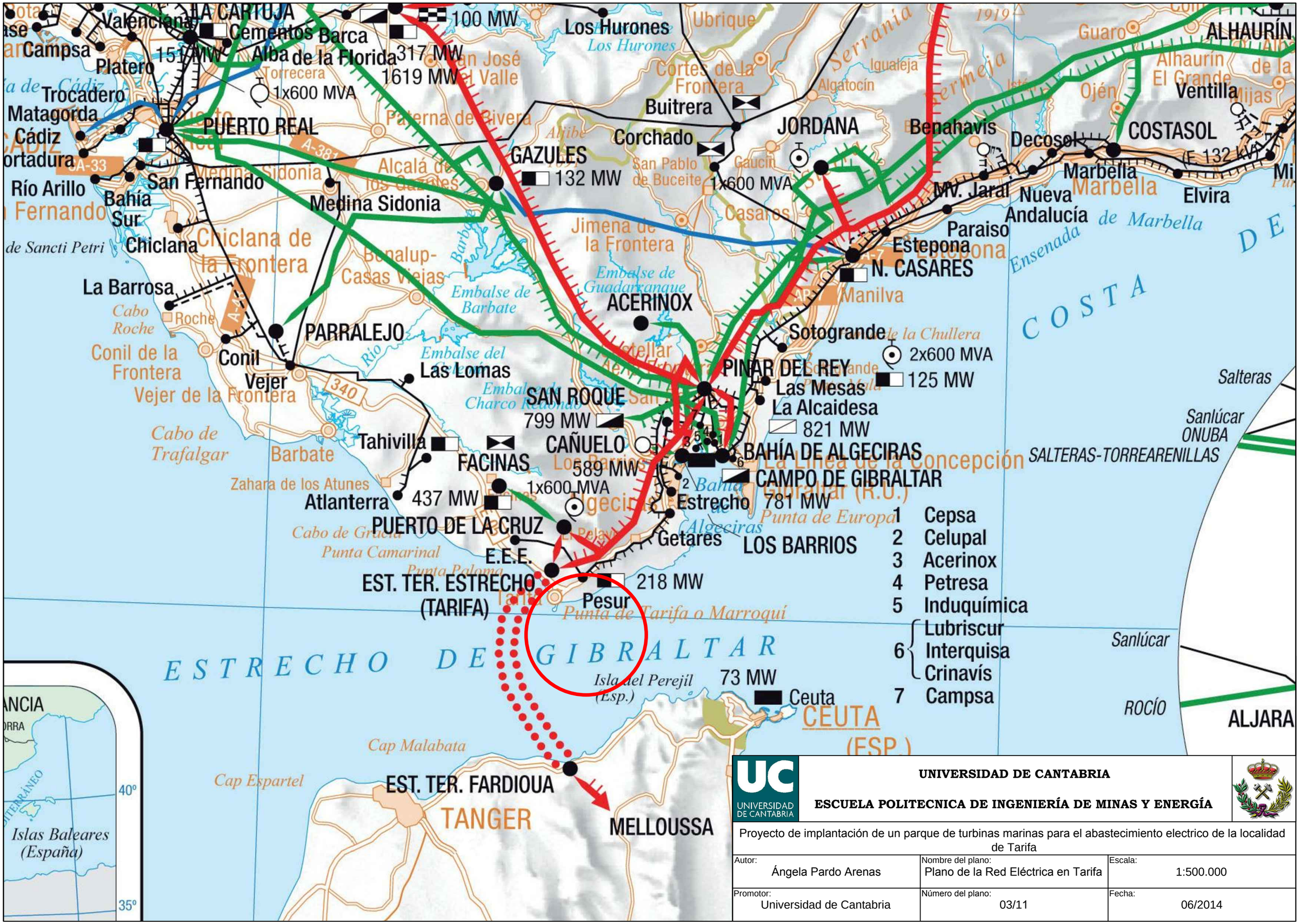



**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Mapa geológico de Tarifa | 1/100.000 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 02/11 | 06/2014 |

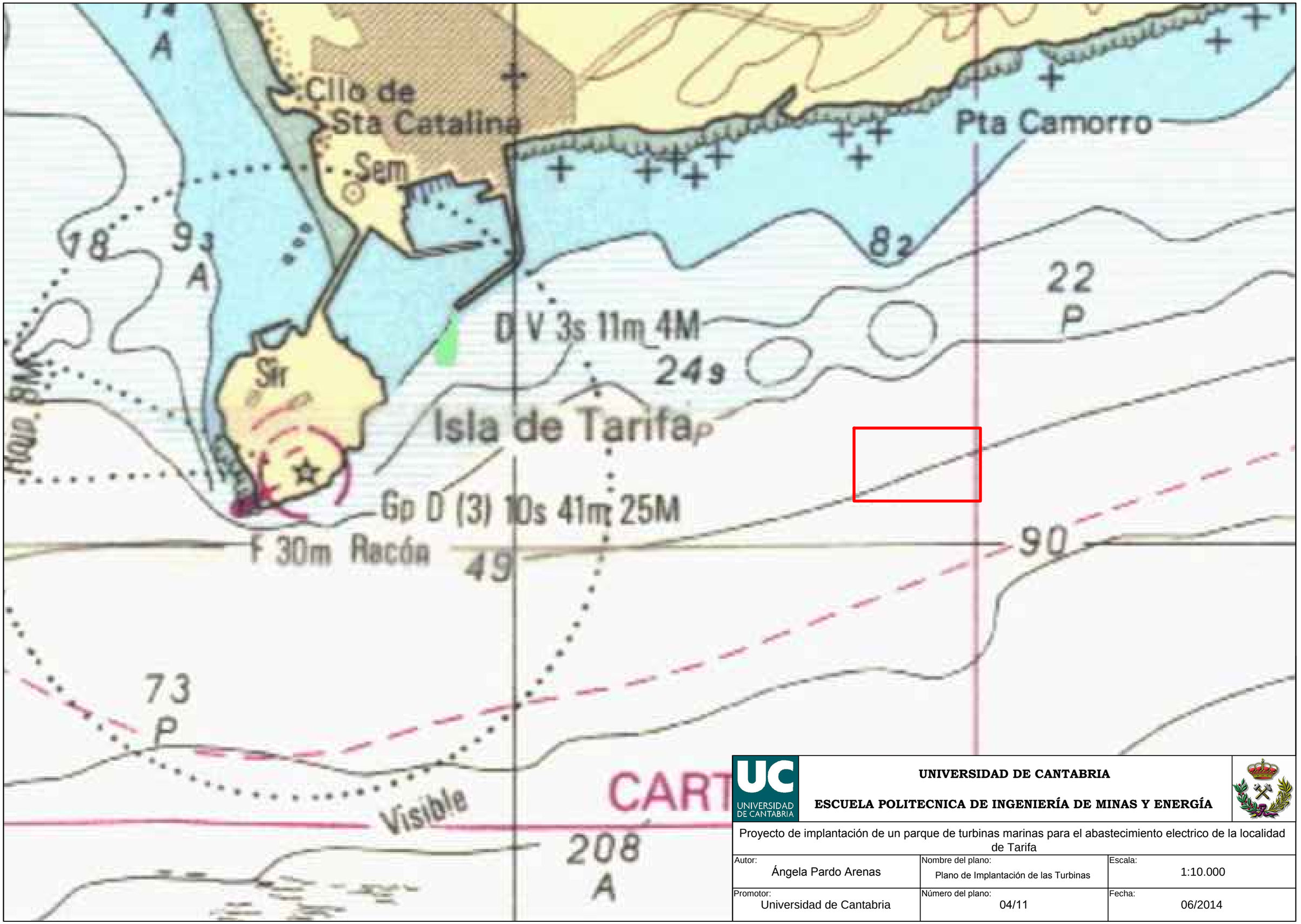



**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Plano de la Red Eléctrica en Tarifa | 1:500.000 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 03/11 | 06/2014 |

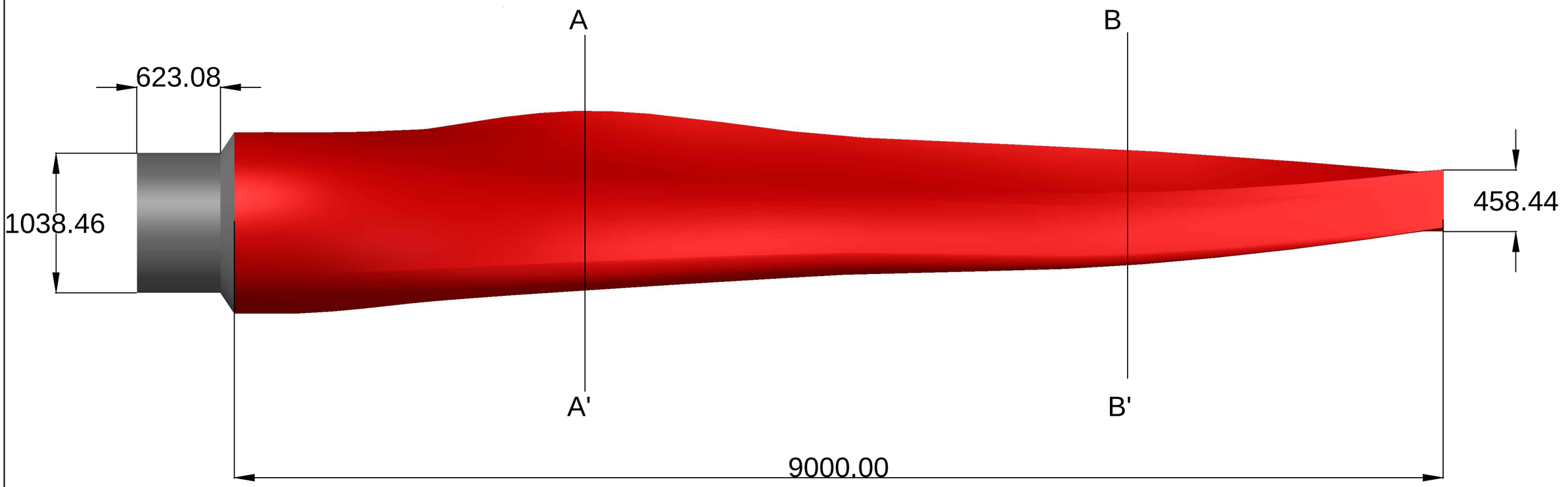



**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Plano de Implantación de las Turbinas | 1:10.000 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 04/11 | 06/2014 |



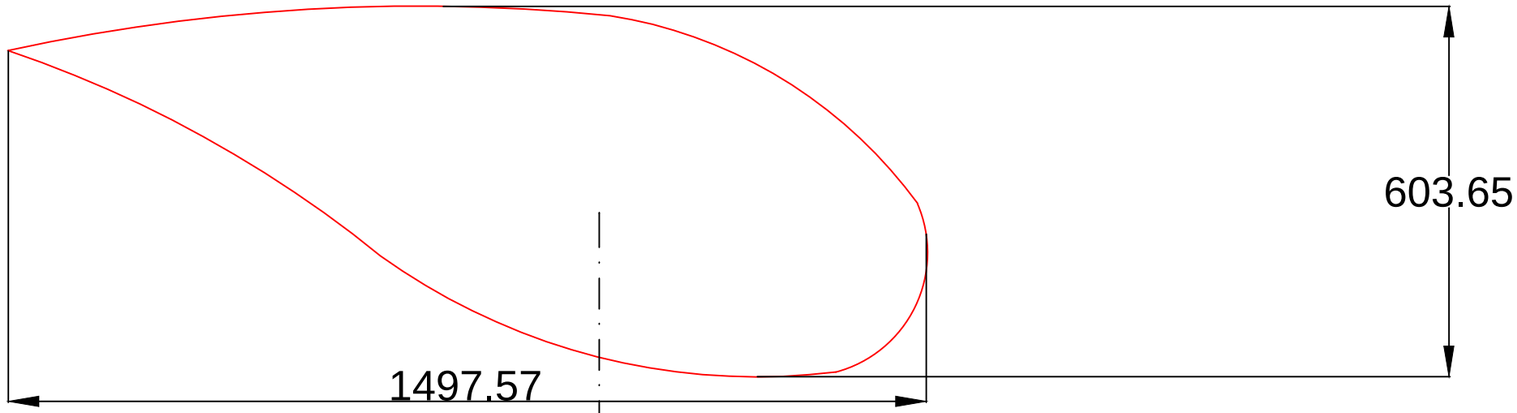

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

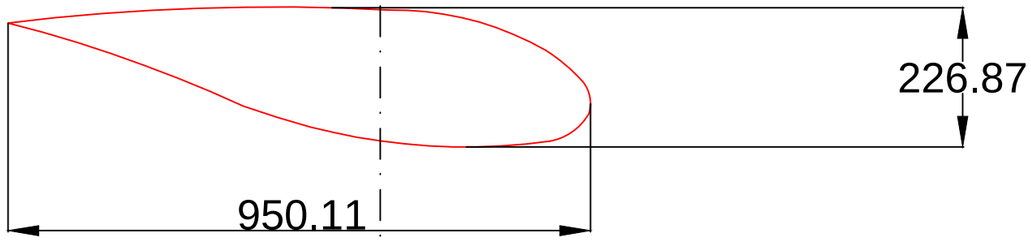
Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Perfil del Alabe | 1:30 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 05.1/11 | 06/2014 |

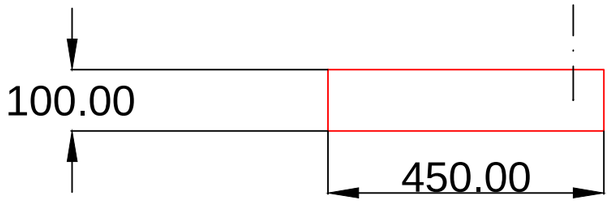
SECCIÓN
A-A'




SECCIÓN
B-B'




SECCIÓN DE LA
PUNTA

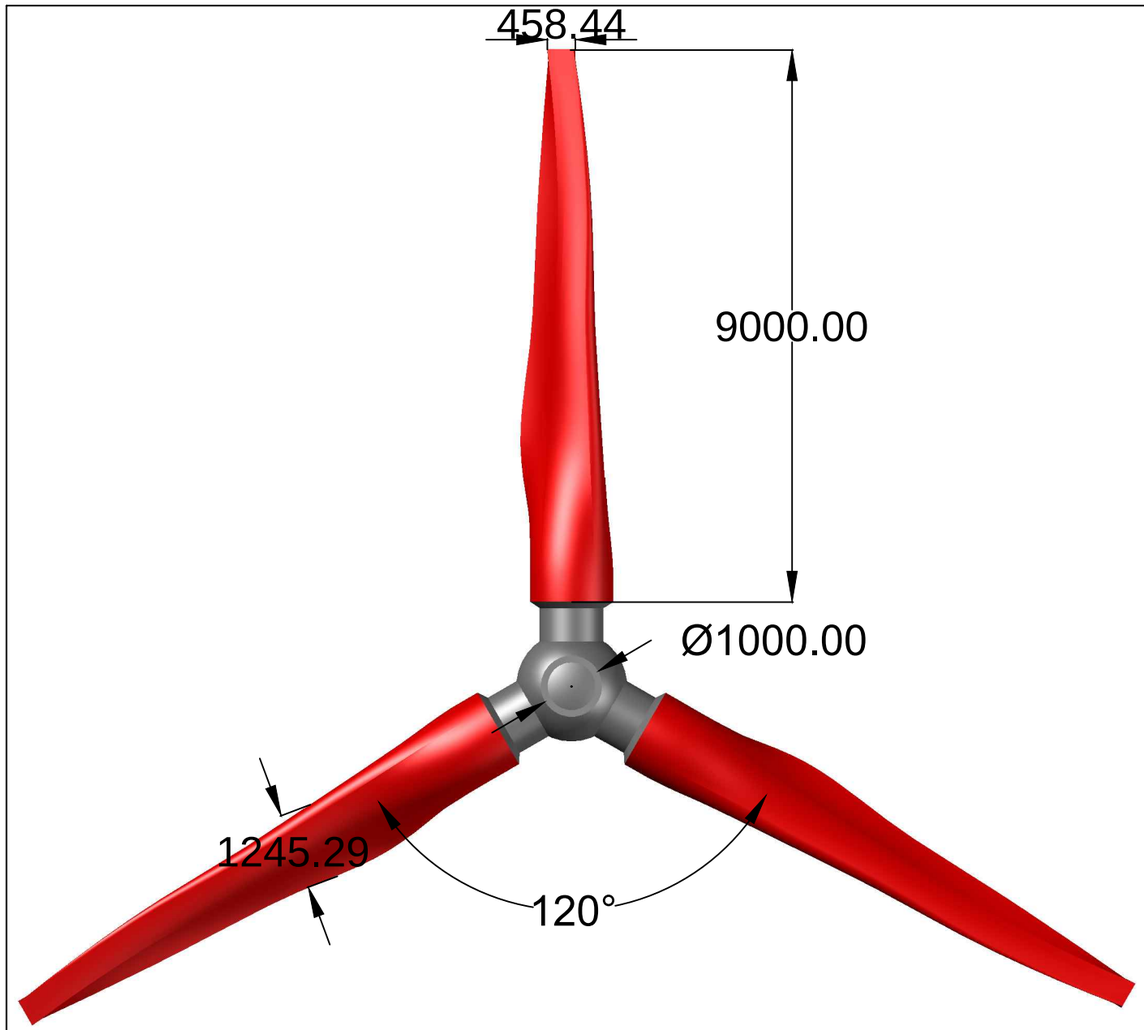


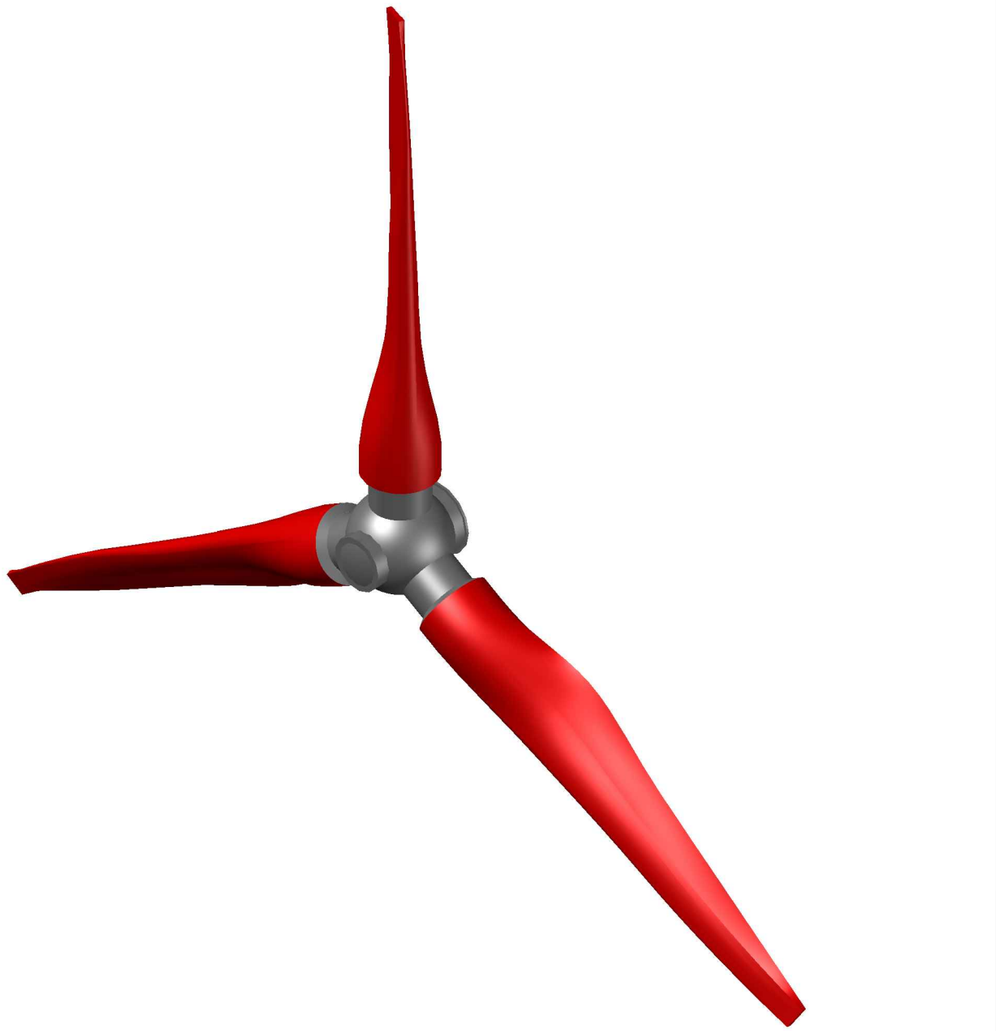

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

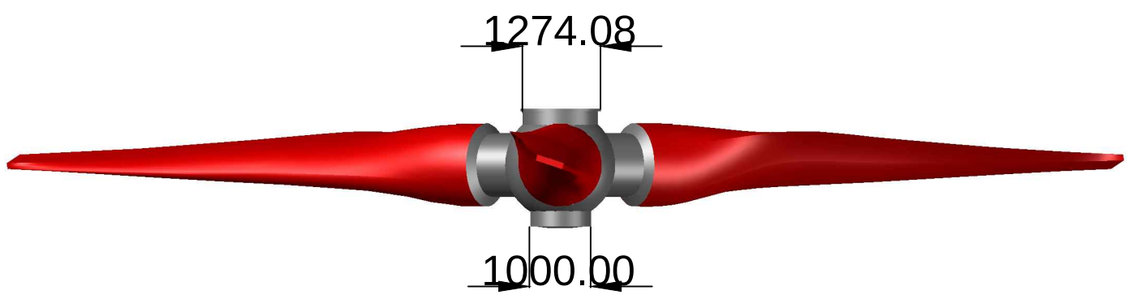
**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Secciones Alabe | 1:10 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 05.2/11 | 06/2014 |



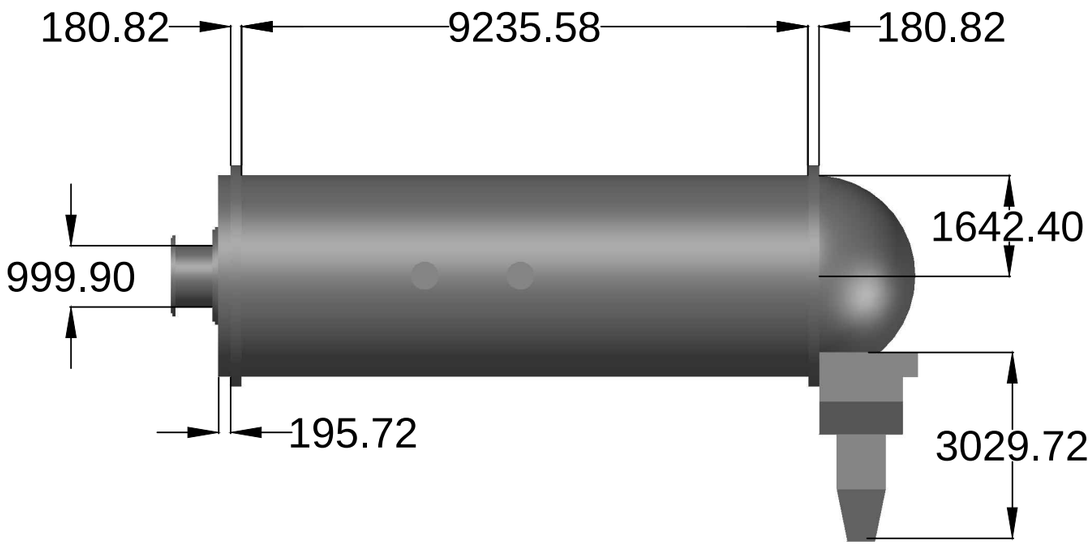


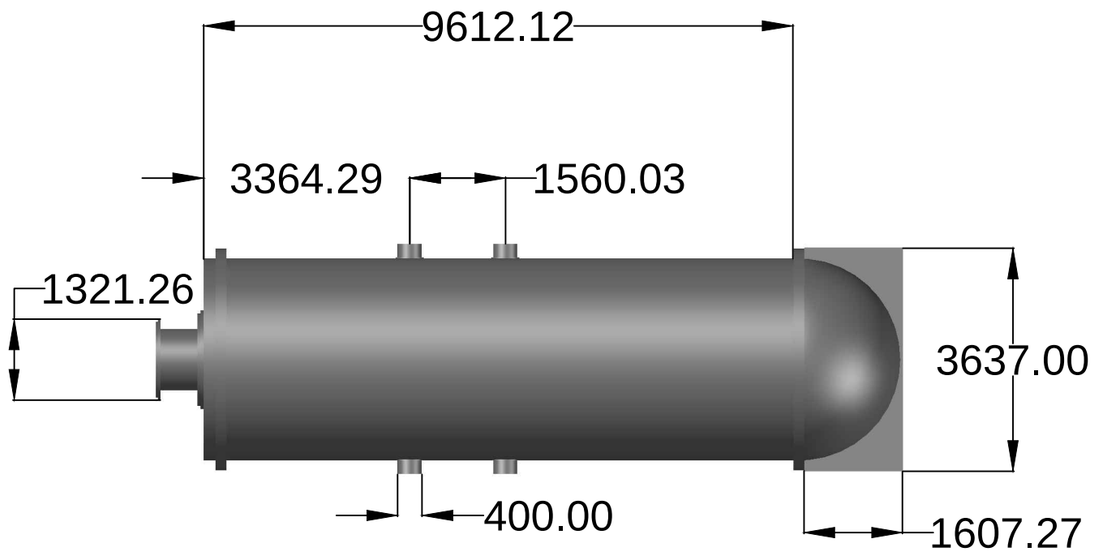

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Alabe Completo | 1:100 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 05.3/11 | 06/2014 |



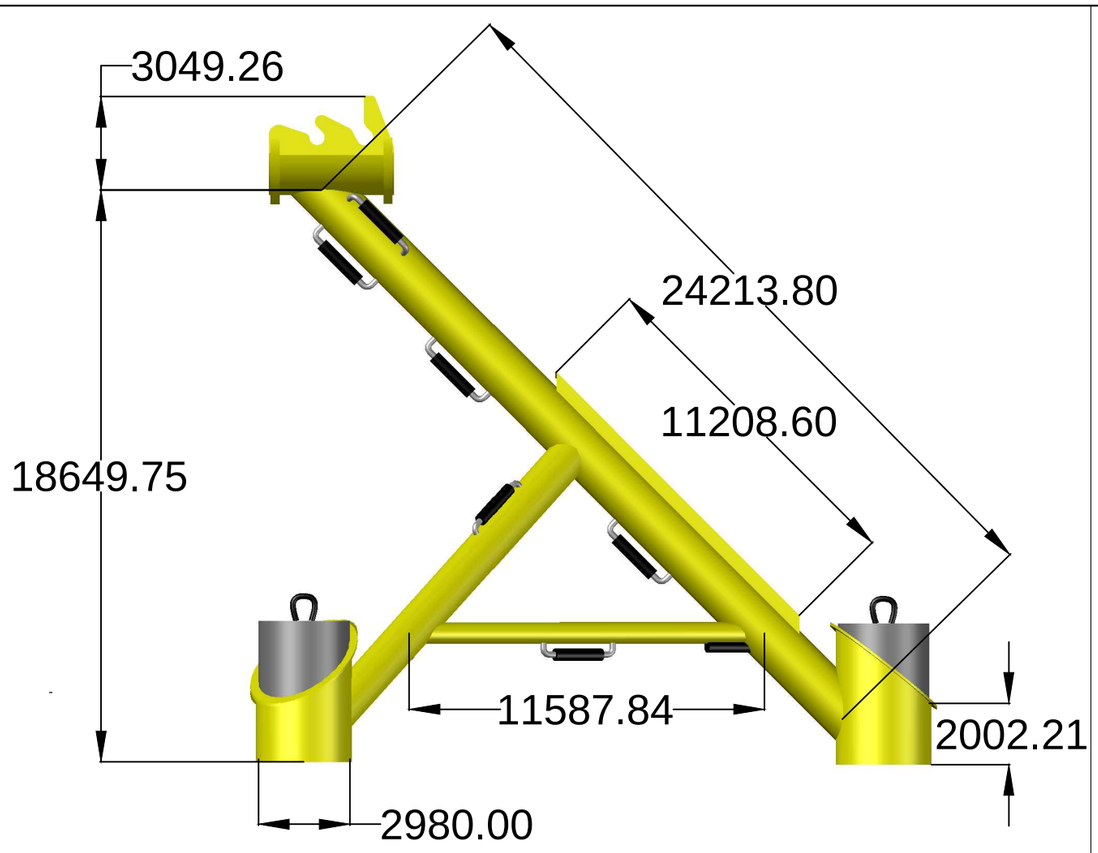


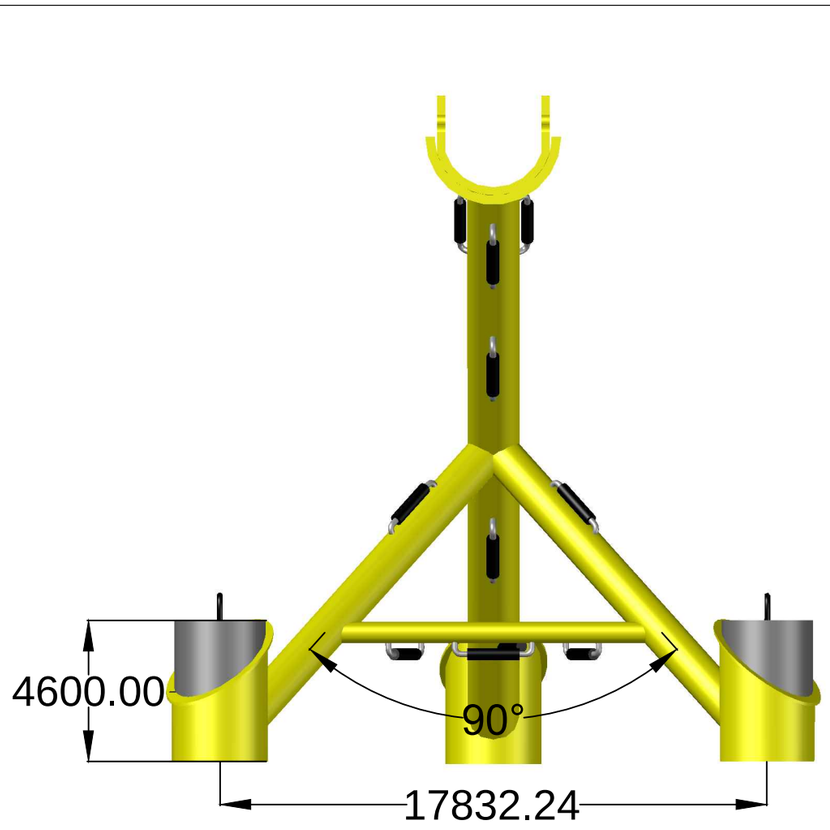

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

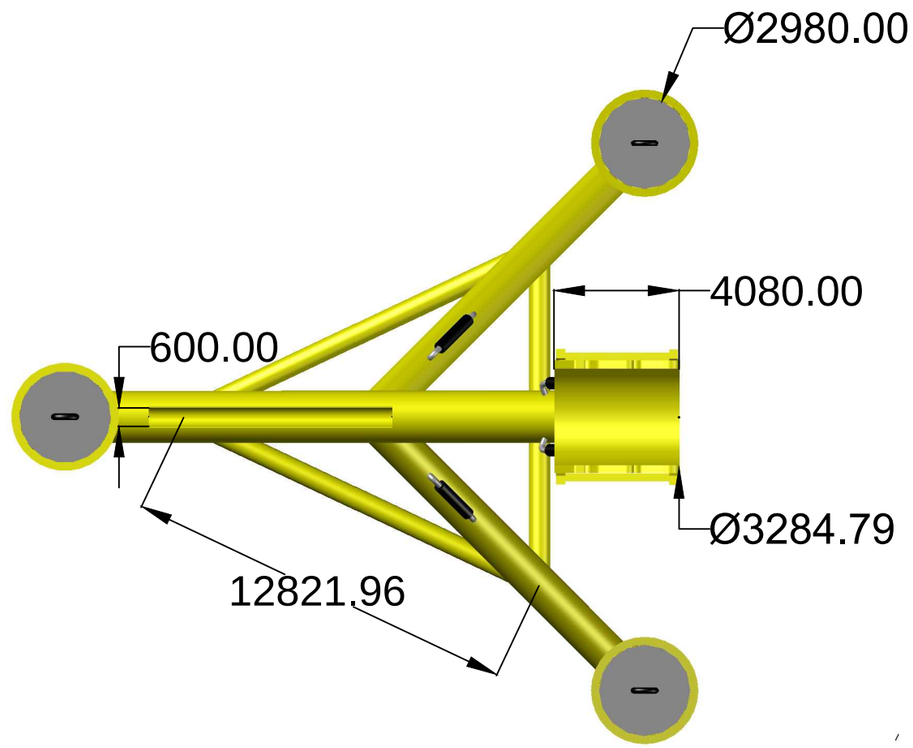
**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Góndola | 1:100 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 06/11 | 06/2014 |



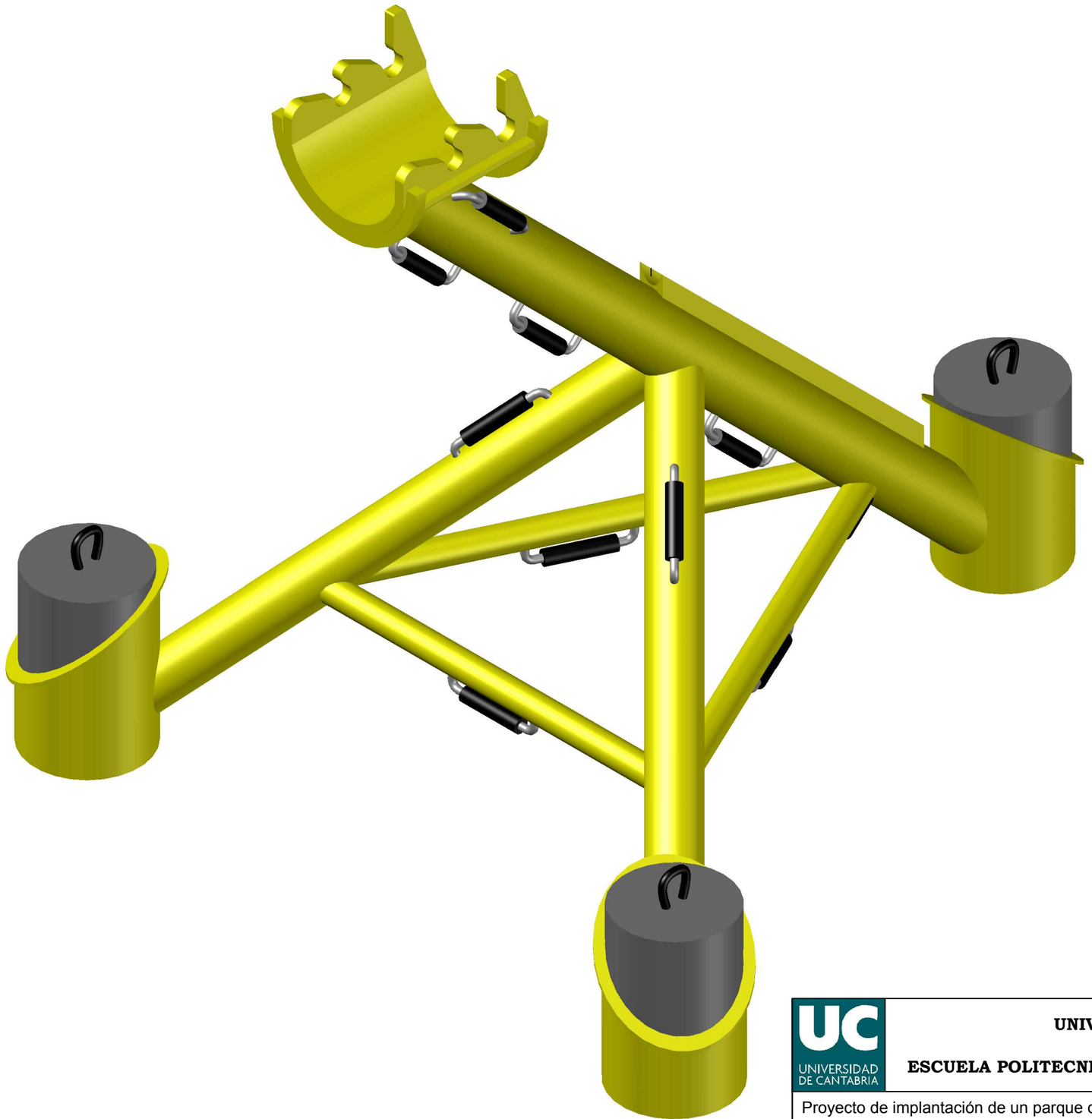




**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Estructura | 1:200 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 07.1/11 | 06/2014 |

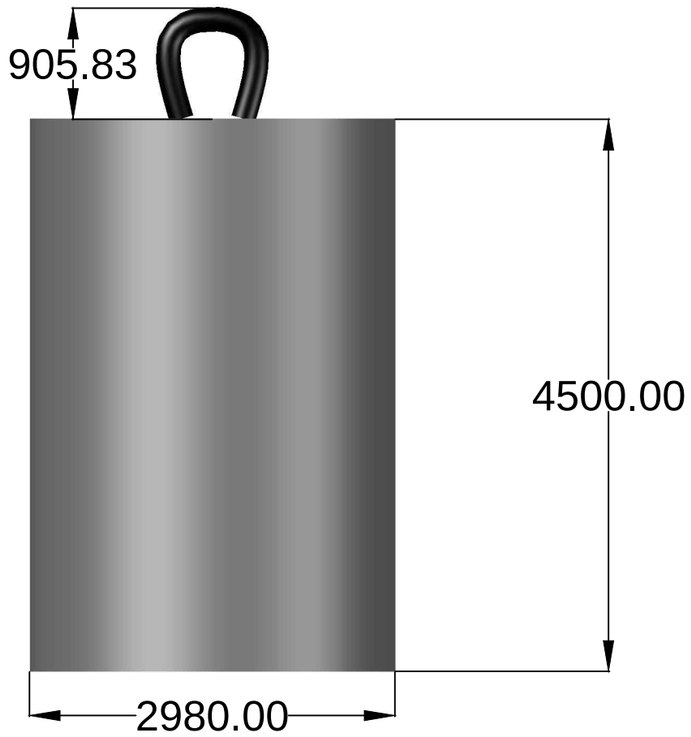


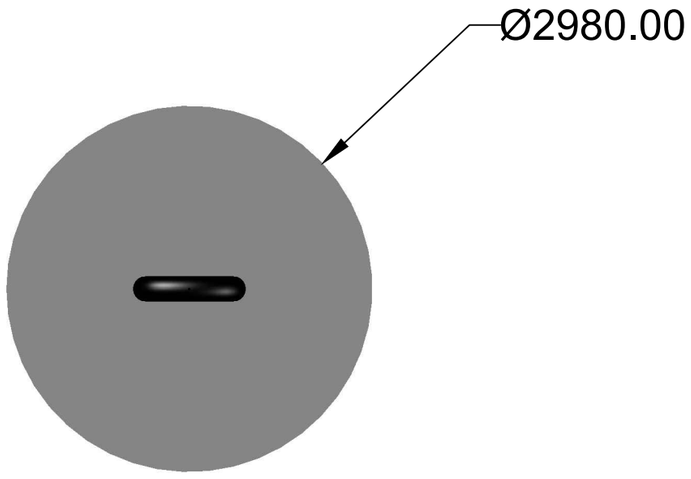
**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

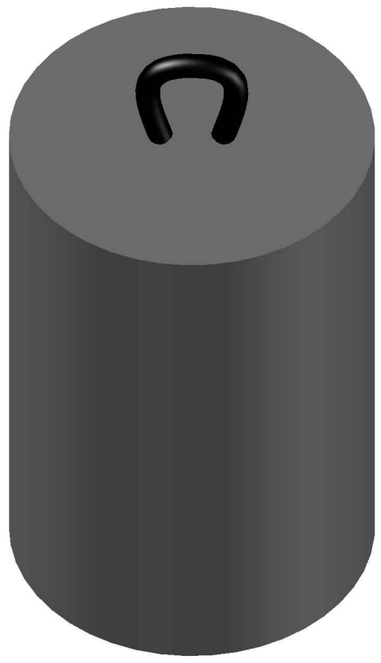
**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Vista isometrica de la Estructura | 1:100 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 07.2/11 | 06/2014 |



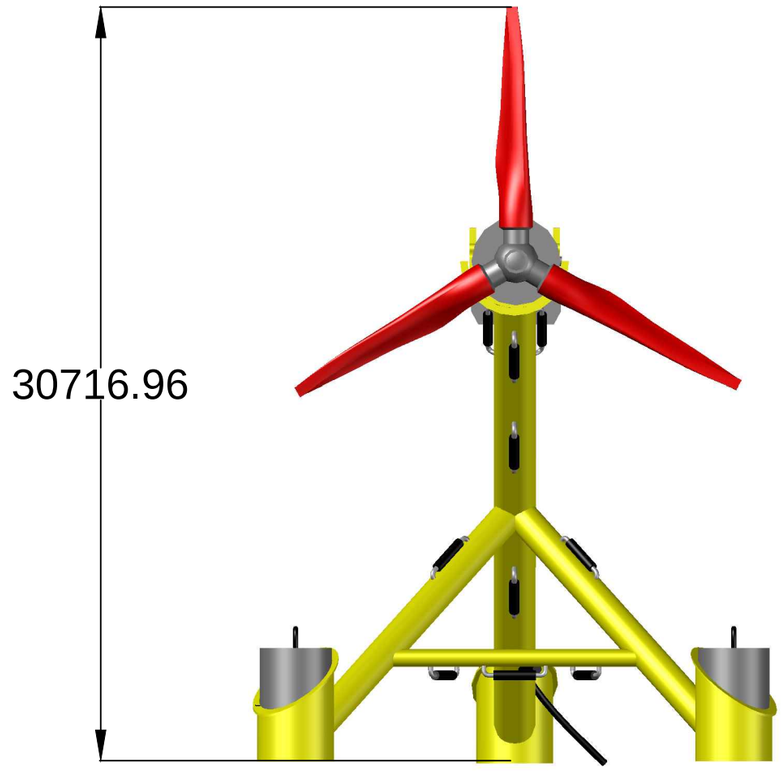



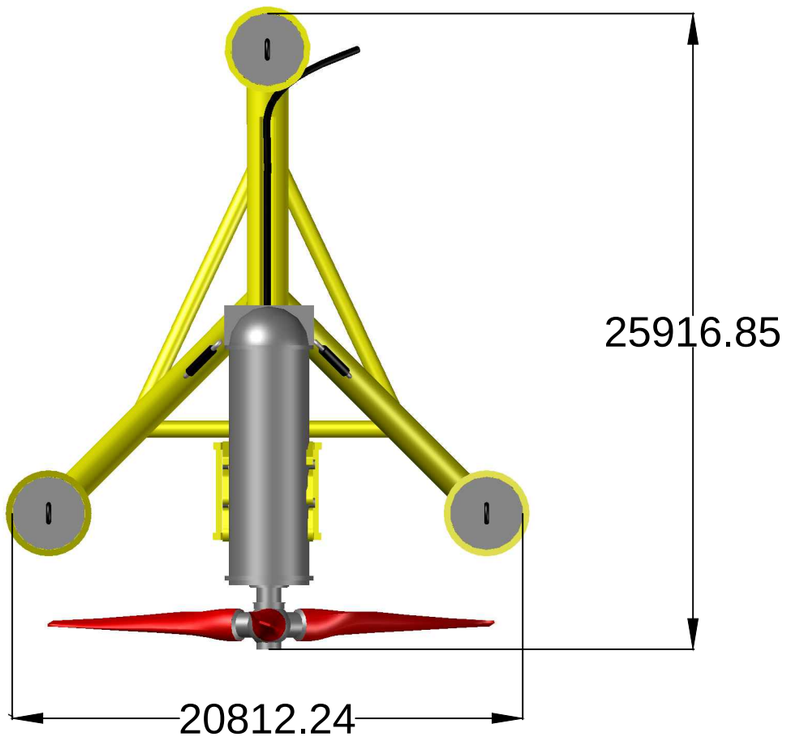
**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

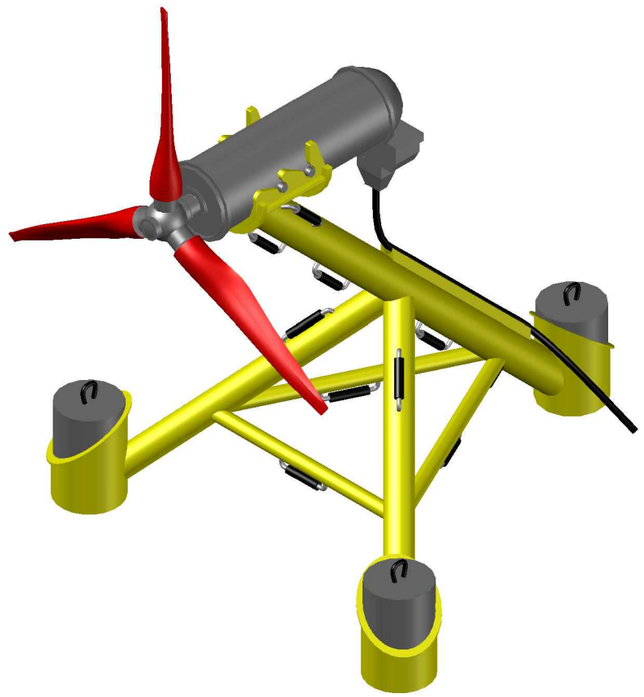
**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Ballestas de sujeción | 1:50 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 08/11 | 06/2014 |



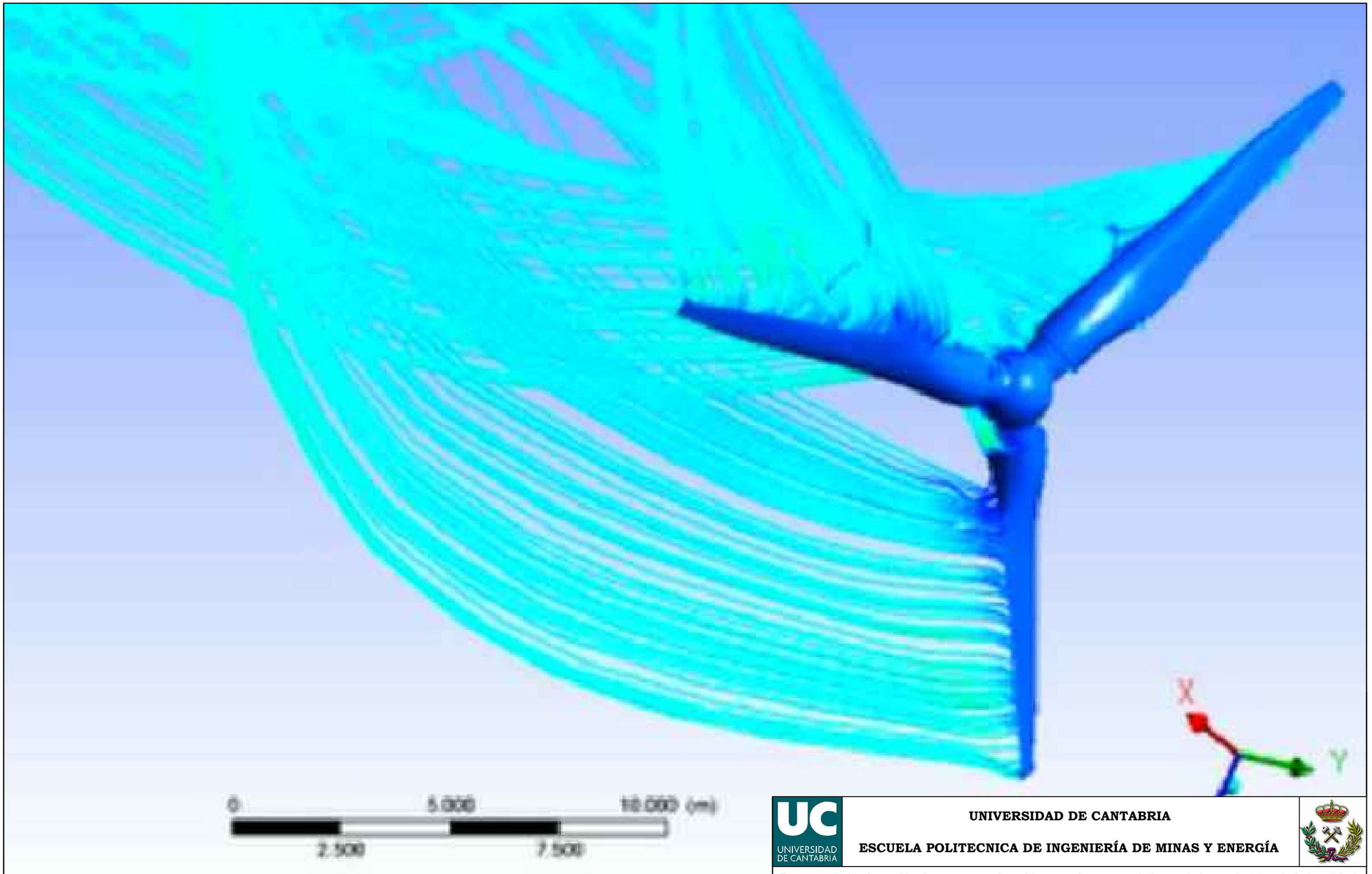



**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Turbina Marina | 1:250 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 09/11 | 06/2014 |



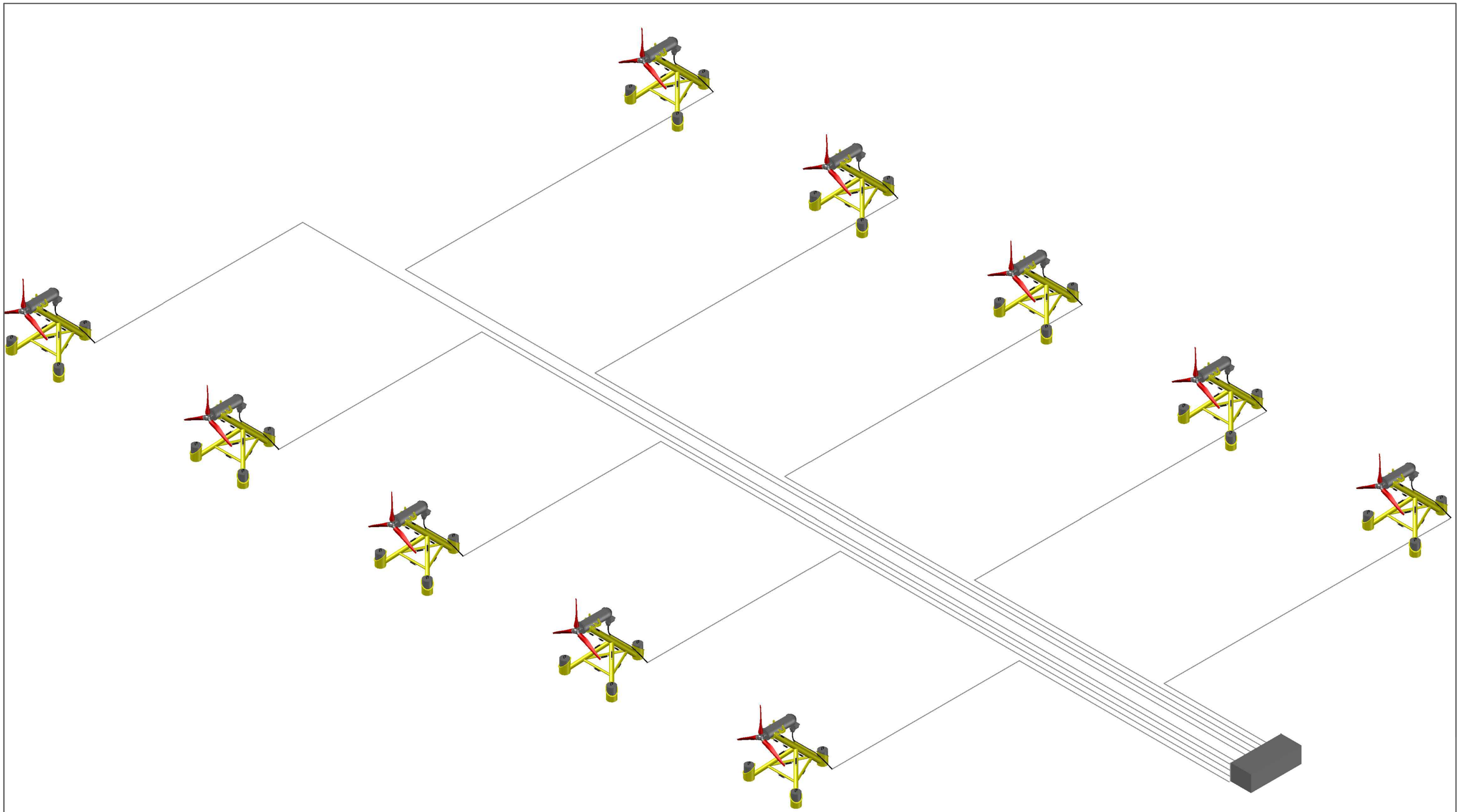

El diametro del flujo turbulento aguas abajo de la turbina tiene un diametro prácticamente igual al de la misma, por lo que la turbulencia no afecta radialmente.

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Simulación en Ansys del flujo turbulento | 1:80 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 10/11 | 06/2014 |



Colocación a tresbolillo;
Separación entre filas 200 m y
entre turbinas 70m

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**

**ESCUELA POLITECNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA**

Proyecto de implantación de un parque de turbinas marinas para el abastecimiento electrico de la localidad de Tarifa

| Autor: | Nombre del plano: | Escala: |
|---|---|---|
| Ángela Pardo Arenas | Parque de Turbinas Marinas | 1:1000 |
| **Promotor:** | **Número del plano:** | **Fecha:** |
| Universidad de Cantabria | 11/11 | 06/2014 |

# 3. PLIEGO DE CONDICIONES

*3.* ***PLIEGO DE CONDICIONES***

INDICE DE CONTENIDOS:

4. PLIEGO DE CONDICIONES ..... 3
4.1. Pliego de preinscripciones generales y económicas ..... 3
4.1.1. Requisitos a los que se ajusta el Parque Eólico ..... 3
4.1.2. Condiciones generales y disposiciones generales ..... 16
4.1.3. Disposiciones generales ..... 20
4.1.4. Condiciones facultativas ..... 21
4.1.5. Condiciones económicas ..... 34
4.2. Pliego de prescripciones técnicas de los aerogeneradores ..... 55
4.2.1. Antecedentes ..... 55
4.2.2. Turbinas Marinas ..... 55
4.2.3. Calidad ..... 61
4.2.4. Pintura y acabados ..... 64
4.2.5. Repuestos ..... 65

# 4. PLIEGO DE CONDICIONES

## 4.1. Pliego de preinscripciones generales y económicas

### 4.1.1. Requisitos a los que se ajusta el Parque Eólico

#### *4.1.1.1. Objeto*

El objeto del presente pliego de condiciones es determinar los requisitos a que se debe ajustar la ejecución del Parque de Turbinas Marinas de referencia, cuyas características técnicas estarán especificadas en los restantes documentos que componen el presente trabajo.

#### *4.1.1.2. Disposiciones generales*

El contratista estará obligado al cumplimiento de la Reglamentación del trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio. Subsidio Familiar o de Vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes en el momento de la ejecución de las obras. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la norma UNE- 24042: “Contratación de obras- Condiciones generales” siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

*4.1.1.3. Condiciones facultativas legales*

Las obras, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

-Decreto de 12 de Marzo de 1954 del Ministerio de Industria por el que se aprueba el Reglamento de Verificación eléctrica y Regularidad en el Suministro de Energía (BOE 15/4/54).

-Decreto 2.414/1961 de 30 de Noviembre de las Presidencia del Gobierno por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Molestas Insalubres Nocivas y Peligrosas (BOE 7/12/61).

-Orden de 15 de Marzo de 1963 de la Presidencia del Gobierno, por la que se aprueba una instrucción que dicta unas normas complementarias para la aplicación del Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres Nocivas y Peligrosas (BOE 2/4/66).

-Ley 10/1966 de 18 de Marzo, de la presidencia del Gobierno de expropiación forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas (BOE 19/3/66).

-Decreto 2.619/1966 de 20 de Octubre en la Presidencia del Gobierno por el que se aprueba el Rto de la Ley 1011966 de 18 de Marzo, de la Presidencia del Gobierno, sobre expropiación forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas (BOE 24/10/66).

-Decreto 2.617/1966 de 20 de Octubre de la Presidencia del Gobierno sobre autorización de instalaciones eléctricas (BOE 24/10/66).

-Decreto 3.151/1968 de 28 de Noviembre del Ministerio de Industria por el que se aprueba el Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (BOE 27/12/68).

-Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (9/3/71)

-Decreto 2.413/1973 de 20 de Septiembre del Ministerio de Industria por la que se aprueban las Instrucciones Complementarias denominadas MIBT, con arreglo a los dispuesto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (BOE 27 28-29 y 31/12/73).

-Ley 8211980 de 30 de Diciembre sobre Conservación de Energía (BOE 27/1/81).

-Real Decreto 872/1982 de 5 de Marzo, de la Presidencia del Gobierno sobre tramitación de expedientes de solicitud de beneficios creados por la Ley 8211980 de 30 de Diciembre, sobre Conservación de Energía (BOE 6/5/82).

-Real Decreto 907/1982 de 2 de Abril del Ministerio de Industria y Energía sobre fomento de la autogeneración de energía eléctrica (BOE 10/5/82)

-Orden de 7 de Julio de 1982 del Ministerio de Industria y Energía por la que se establecen normas para la obtención de la condición de autogenerador eléctrico (BOE 17/7/82)

-Orden de 7 de Julio de 1982 del Ministerio de Industria y Energía por la que se regulan las relaciones técnicas y económicas entre autogeneradores y empresas o entidades eléctricas (BOE 17/7/82).

-Real Decreto 2.949/1982 de 15 de Octubre del Ministerio de Industria y Energía por el que se dan normas sobre acometidas eléctricas y se aprueba el Reglamento correspondiente (BOE 12/11/82).

-Real Decreto 3.275/1982 de 12 de Noviembre del Ministerio de Industria y Energía sobre Condiciones técnicas y Garantías de seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (BOE 1/12/82).

-Orden del 6 de Julio de 1984 del Ministerio de Industria y Energía por la que se aprueban las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación denominadas MIE-RAT (BOE 1/8/84).

-Orden de 5 de Septiembre de 1985 del Ministerio de Industria y Energía por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica (BOE 12/9/85).

-Real Decreto 1.075/1986 de 2 de Mayo de la Presidencia del Gobierno por el que se establecen normas sobre las condiciones de los suministros de energía eléctrica y la calidad de este servicio (BOE 6/6/86).

-Norma de la Compañía Eléctrica propietaria de la Subestación a la que se conecta el parque, sobre Condiciones Técnicas para la Conexión a la res de E-ON.

#### *4.1.1.4. Seguridad en el trabajo*

El contratista está obligado a cumplir todas las condiciones que se indican en el apartado tercero "Condiciones facultativas legales", de este pliego de condiciones y cuantas en esta materia fueran de perteneciente aplicación.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en las debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos eléctricos, con equipos en tensión o en su proximidad, usaran ropa sin accesorios metálicos y evitaran el uso innecesario de objeto de metal. Las herramientas y equipos se llevaran en bolsas y se utilizara calzado aislante o al menos, sin herrajes o clavos en las suelas.

El personal contratista está obligado a utilizar todos los dispositivos y medios de protección personal necesarios para eliminar o reducir los riesgos profesionales, pudiendo el director de obra suspender los trabajos si estima que el personal está expuesto a peligros que son corregibles.

El director de obra podrá exigir al contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar su propia integridad física o la de sus compañeros.

El director de obra podrá exigir al contratista en cualquier momento antes o después del comienzo de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social en la forma legalmente establecida.

#### *4.1.1.5. Seguridad Pública*

El contratista deberá tomar las máximas precauciones para proteger a personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El contratista mantendrá la póliza de seguros que proteja a sus empleados y obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., en que pudieran incurrir para con el contratista o para con terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos

#### *4.1.1.6. Organización del trabajo*

El contratista ordenara los trabajos en la forma más eficaz para su perfecta ejecución, y siguiendo las indicaciones del presente pliego de condiciones

#### *4.1.1.7. Datos de la obra*

Se entregar al contratista una copia de los planos y pliego de condiciones del proyecto, así como cuantos datos necesite para la completa ejecución de la obra.

El contratista podrá tomar nota o sacar copia a sus cosas, de todos los documentos del proyecto, haciéndose responsable de la buena conservación de los documentos originales, que serán devueltos al director de obra después de su utilización.

Tras la finalización de los trabajos, y en el plazo máximo de dos meses, el contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos originales, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Ingeniero dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por parte del contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el proyecto, salvo aprobación previa y por escrito del director de la obra.

#### *4.1.1.8. Mejoras y variaciones en el proyecto*

No se consideraran mejoras y variaciones del proyecto más que en aquellas que hayan sido ordenadas expresamente por escrito por el ingeniero, y convenido el precio antes de su ejecución

#### *4.1.1.9. Recepción del material*

El director de obra, de acuerdo con el contratista, dará su aprobación a los materiales suministrados y confirmara su validez para una instalación correcta.

La vigilancia y conservación de los materiales será por cuenta del contratista.

#### *4.1.1.10. Organización*

El contratista actuara de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente estén establecidas y en general, a todo cuanto se legisle, decrete y ordene sobre el particular, antes o durante la ejecución de las obras.

Dentro de lo estipulado en el pliego de condiciones, la organización de obra y la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del contratista, quien informara al director de la obra de estos extremos.

En las obras por administración, el contratista deberá dar cuenta diaria al director de obra de la admisión de personal, adquisición o alquiler de elementos auxiliares, compra de materiales y cuantos gastos haya de efectuar.

Para los contratos de trabajo, compra de materiales o alquilar de elementos auxiliares, cuyos salarios, precios o cuotas sobrepasen en más de un 5% los normales del mercado, solicitara la aprobación previa del ingeniero, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo caso de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

#### *4.1.1.11. Ejecución de las obras*

Las obras se ejecutaran conforme al proyecto, a las condiciones contenidas en el presente pliego de condiciones generales y en el pliego particular si lo hubiera y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el Pliego de Condiciones Técnicas.

El contratista salvo aprobación por escrito del ingeniero, no podrá realizar ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza en los datos fijados en proyecto.

El contratista no podrá utilizar en los trabajos personal que no sea de su exclusiva cuenta y cargo salvo lo indicado en el apartado “Mejoras y variaciones del proyecto”. Igualmente será de su exclusiva cuenta y cargo aquel personal ajeno al propiamente manual y que sea necesario para el control administrativo de la obra.

El contratista deberá tener al frente de los trabajos un técnico suficientemente especializado, a juicio del director de obra.

#### *4.1.1.12. Subcontratación de obras*

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste contratar con terceros la realización de determinadas unidades de obra, de acuerdo con los siguientes requisitos.

-Que se de conocimiento por escrito al director de obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de la obra a realizar y sus condicionantes económicas, a fin de que aquel lo autorice previamente.

-Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no excedan del 50% del presupuesto total da la obra principal.

En cualquier caso, el contratante no quedara vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista, y cualquier subcontratación de obra no eximirá al contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al contratante.

La subcontratación deberá siempre supeditarse a la autorización previa por parte de la parte contratante.

#### *4.1.1.13. Plazo de ejecución*

Los plazos de ejecución, totales y parciales, indicados en el contrato empezaran a contar a partir de la fecha de entrega de las obras. El contratista estará obligado a cumplir los plazos señalados que serán improrrogables.

No obstante lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones, cuando los cambios determinados por el ingeniero y debidamente aprobados por el contratante, influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por causas ajenas por completo al contratista, no fuera posible comenzar los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que ser suspendidos una vez empleados, se concederá por el director de la obra la prórroga estrictamente necesaria.

#### *4.1.1.14. Recepción provisional*

Una vez terminadas las obras y dentro de los quince días siguientes a la petición del contratista, se hará la recepción provisional de las mismas por el contratante, requiriendo para ellos la presencia del director de obra y del representante del contratista, levantándose la correspondiente acta, en la que se hará constatar la conformidad con los trabajos realizados, si es procedente.

El acta será firmada por el director de obra y por el representante del contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente, de acuerdo con las

especificaciones contenidas en el pliego de condiciones técnicas y proyecto correspondiente, comenzando en este momento a contar el plazo de garantía.

En el caso de no hallarse la obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta, y se darán al contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución.

Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta del contratista. Si el contratista no cumpliese estas prescripciones, podrá declararse rescindido el contrato, con pérdida de la fianza.

#### *4.1.1.15. Periodo de garantía*

El periodo de garantía será el señalado en el contrato y empezará a contar desde la fecha de aprobación del Acta de Recepción.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el contratista será responsable de la conservación de la obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defecto de ejecución o mala calidad de los materiales

#### *4.1.1.16. Recepción definitiva*

Una vez finalizado el plazo de garantía señalado en el contrato, o en su defecto, a los 12 meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las

obras, con la concurrencia del ingeniero y del representante del contratista, levantándose, si las obras son conformes, el Acta correspondiente, por duplicado, firmada por el director de la obra y el representante del contratista, y ratificada por el contratista.

#### *4.1.1.17. Pagos de obra*

El pago de las obras realizadas se hará sobre certificaciones parciales, que se realizaran mensualmente. Dichas certificaciones contendrán las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo a que se referían.

La comprobación, aceptación o reparos deberán quedar terminados por ambas partes en un plazo máximo de 15 días.

El director de obra expedirá las certificaciones de las ejecutadas, que tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las certificaciones siguientes, no suponiendo por otra parte, aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas certificaciones.

#### *4.1.1.18. Abono de materiales acopiados*

Cuando a juicio del director de obra y previa autorización por parte del contratante, no haya peligro de que desaparezcan o se deterioren los materiales

acopiados y reconocidos como útiles, se abonarán con arreglo a los precios descompuestos de la adjudicación.

Dicho material será indicado por el ingeniero, que lo reflejara en el acta de recepción de obra, señalando el plazo de entrega en los lugares previamente indicados. El contratista será responsable de los daños que se produzcan en la carga, transporte y descarga de este material.

#### *4.1.1.19. Disposición final*

La concurrencia a cualquier concurso cuyo proyecto incluya el presente pliego de condiciones generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.

### 4.1.2. Condiciones generales y disposiciones generales

#### *4.1.2.1. Condiciones facultativas*

##### 4.1.2.1.1. Delimitación general de funciones técnicas

- El ingeniero
- El ayudante del ingeniero
- El cotratista

##### 4.1.2.1.2. De las obligaciones y derechos generales del contratista

- Contratista

  - Verificación de los documentos del proyecto

  - Plan de seguridad e higiene

  - Oficina en la obra

  - Representación del contratista

  - Presencia del contratista en la obra

  - Trabajos no estipulados expresamente

  - Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los Documentos del proyecto

  - Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa

  - Recusación por el contratista del personal nombrado por el ingeniero

- Faltas del personal

#### 4.1.2.1.3. Preinscripciones generales relativas a los trabajos, a los materiales y a los medios auxiliares

- Comienzo de la obra. Ritmo de ejecución de los trabajos
- Orden de los trabajos
- Facilidades para otros contratistas
- Ampliación del proyecto por causas imprevistas o de fuerza mayor
- Prórroga por causa de fuerza mayor
- Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra
- Condiciones generales de ejecución de los trabajos obras ocultas
- Trabajos defectuosos
- Vicios ocultos
- De los materiales y los aparatos. Su procedencia presentación de muestras
- Materiales no utilizables
- Materiales y aparatos defectuosos
- Gastos ocasionados por pruebas y ensayos de limpieza de las obras sin prescripciones

#### *4.1.2.2. Condiciones económicas*

##### 4.1.2.2.1. Economía

- Fianzas
- Fianza provisional
- Ejecución de trabajos con cargo a la fianza
- De su evolución en general
- Devolución de la fianza en el caso de efectuarse recepciones parciales

##### 4.1.2.2.2. De los precios

- Composición de los precios unitarios
- Precios de contrata, importe de contrata
- Precios contradictorios
- Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas
- Formas tradicionales de medir o de aplicar los precios
- De la revisión de los precios contratados
- Acopio de materiales

##### 4.1.2.2.3. Obras por administración

- Administración
- Obras por administración directa
- Obras por administración delegada o indirecta

- Liquidación de obras por administración
- Abono al constructor de las cuentas de administración delegada
- Normas para la adquisición de los materiales y aparatos.
- Responsabilidad del constructor en el bajo rendimiento de los obreros
- Responsabilidades del constructor

#### *4.1.2.3. De la valoración y abono de los trabajos*

- Formas varias de abono de las obras
- Relaciones valoradas y certificaciones de mejoras de obras libremente ejecutadas
- Abono de trabajos presupuestados con partida alzada
- Abono de agotamientos y otros trabajos especiales no contratados
- Abono de trabajos ejecutados durante el plazo de garantía

#### *4.1.2.4. De las indemnizaciones mutuas*

- Importe de la indemnización por retraso no justificado en el plazo de terminación de las obras
- Demora de los pagos

#### *4.1.2.5. Varios*

- Mejoras y aumentos de obra. Casos contrarios
- Unidades de obra defectuosa pero aceptable. Seguro de las obras

- Conservación de la obra
- Uso por el contratista de edificios o bienes del propietario

### 4.1.3. Disposiciones generales

#### *4.1.3.1. Naturaleza y objeto del pliego general*

Artículo 1: El presente pliego general de condiciones tiene carácter supletorio del pliego de condiciones particulares del proyecto, ambos, como parte del proyecto ingenieril tienen por finalidad regular la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos y de calidad exigibles, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la legislación aplicable, al promotor o dueño de la obra, al contratista de la misma, sus técnicos y encargados, al ingeniero y al ingeniero técnico, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

#### *4.1.3.2. Documentación del contrato de obra*

Artículo 2: integran el contrato los siguientes documentos relaciones por orden de prelación en cuenta al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción:

- Las condiciones fijadas en el propio documento de contrato de empresa arrendamiento de obra, si existiera.
- El pliego de condiciones particulares.
- El presente pliego.
- El resto de la documentación de proyecto, (memoria, planos, mediciones y presupuesto)

Las condiciones e instrucciones de la dirección facultativa de las obras se incorporan al proyecto como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones. En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y en los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

### 4.1.4. Condiciones facultativas

#### *4.1.4.1. Delimitación general de funciones técnicas*

El ingeniero director:

Artículo 3: corresponde al ingeniero director

- Comprobar la adecuación de la cimentación proyectada a las características reales del suelo
- Redactar los complementos o rectificaciones del proyecto que se precise
- Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan e impartir las instrucciones complementarias que sean precisas para conseguir la correcta solución.
- Coordinar la intervención en obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección con función propia en aspectos parciales de su especialidad.
- Aprobar las certificaciones parciales de obra, liquidación final y asesorar al promotor en el acto de la recepción.
- Preparar la documentación final de la obra y expedir y suscribir en unión del ingeniero técnico, el certificado final de la misma.

Al ingeniero técnico:

Artículo 4: corresponde al ingeniero técnico

- Redactar el documento de estudio y análisis del proyecto con arreglo a lo previsto en el artículo 1.4. de las tarifas de honorarios aprobadas por r.d. 314/1979, de 19 de Enero.
- Planificar, a la vista del proyecto ingenieril, del contrato y de la normativa técnica de aplicación, el control de calidad y económico de las obras.
- Redactar, cuando se requiera, el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el plan de seguridad e higiene para la aplicación del mismo.
- Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y sistemas de seguridad e higiene en el trabajo, controlando su correcta ejecución.
- Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción.
- Realizar o disponer las pruebas y ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al contratista, impartiéndole, en su caso, las órdenes oportunas, de no resolverse la contingencia adoptará las medidas que corresponda dando cuenta del ingeniero.
- Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación final de la obra
- Suscribir, en unión del ingeniero, el certificado final de la obra.

El contratista:

Artículo 5: corresponde al contratista

Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra

Elaborar, cuando se requiera, el plan de seguridad e higiene de la obra en aplicación del estudio correspondiente, y disponer, en todo caso, la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad e higiene en el trabajo

- Ostentar la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordinar las intervenciones de los subcontratistas.
- Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparados en obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción del ingeniero, los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.
- Custodiar el libro de órdenes y seguimiento de la obra, y dar el enterado a las anotaciones que se practiquen en el mismo.
- Facilitar al ingeniero técnico, con antelación suficiente, los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.
- Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.
- Suscribir con el promotor las actas de recepción provisional y definitiva.
- Concretar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

#### *4.1.4.2. De las obligaciones y derechos generales del contratista*

##### 4.1.4.2.1. Verificación de los documentos del proyecto

Artículo 6: antes de dar comienzo a las obras, el contratista consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada, o en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

##### 4.1.4.2.2. Plan de seguridad e higiene

Artículo 7: el constructor, a la vista del proyecto de ejecución conteniendo, en su caso, el estudio de seguridad e higiene, presentará el plan de seguridad e higiene de la obra a la aprobación del ingeniero de la dirección facultativa.

##### 4.1.4.2.3. Oficina en la obra

Artículo 8: el constructor habilitará en la obra una oficina en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el que puedan extenderse y consultarse los planos. En dicha oficina tendrá siempre el contratista a disposición de la dirección facultativa:

- El proyecto de ejecución completo, incluidos los complementos que en su caso redacte el ingeniero.
- La licencia de obras
- El libro de órdenes y asistencias
- Al plan de seguridad e higiene

- El libro de incidencias
- El reglamento y ordenanza de seguridad e higiene en el trabajo
- La documentación de los seguros mencionados en el artículo

Dispondrá además el constructor una oficina para la dirección facultativa convenientemente acondicionada para que en ella se pueda trabajar con normalidad a cualquier hora de la jornada.

#### 4.1.4.2.4. Representación del contratista

Artículo 9: el constructor viene obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá el carácter de jefe de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas decisiones competan a la contrata. Serán sus funciones las del constructo según se especifica en el artículo 5.

#### 4.1.4.2.5. Presencia del constructor de la obra

Artículo 10: el jefe de obra, por si o por medio de sus técnicos, o encargados estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al ingeniero, en las visitas que hagan a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándoles los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

#### 4.1.4.2.6. Trabajos no estipulados expresamente

Artículo 11: es obligación de la contrata al ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obas, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el ingeniero dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución. En defecto de especificación en el pliego de condiciones particulares, se entenderá que requiere reformado de proyecto con consentimiento expreso de la propiedad, toda variación que suponga incremente de precios de alguna unidad de obra en más de 20% o del total del presupuesto en más de un 10%.

#### 4.1.4.2.7. Interpretaciones, aclaraciones y modificaciones de los documentos del proyecto

Artículo 12: cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los pliegos de condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al constructor, estando éste obligado a su vez a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba, tanto del ingeniero como del ingeniero técnico cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por estos crea oportuno hacer el constructor, habrá de dirigirla, dentro precisamente del plazo de tres días, a quien la hubiere dictado, el cual dará al constructor el correspondiente recibo, si éste lo solicitase.

Artículo 13: el constructor podrá requerir del ingeniero, según sus respectivos cometidos, las instrucciones o aclaraciones que se precise para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado

#### 4.1.4.2.8. Reclamaciones contra las órdenes de la dirección facultativa

Artículo 14: las reclamaciones que el contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones demandadas de la dirección facultativa, sólo podrá presentarlas a través del ingeniero, ante la propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los pliegos de condiciones correspondientes, contra disposiciones de orden técnico del ingeniero, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al ingeniero, el cual podrá limitar su contestación al acuse de recibo, que en todo caso será obligado para este tipo de reclamaciones.

#### 4.1.4.2.9. Recusación por el contratista del personal nombrado por el ingeniero

Artículo 15: el constructor no podrá recusar a los ingenieros, o personal encargado por éstos de la vigilancia de las obras, ni pedir que por parte de la propiedad se designen otros facultativos para los reconocimientos y mediciones. Cuando se crea perjudicado por la labor de éstos, procederá de acuerdo con lo estipulado en el Artículo precedente, pero sin que por esta causa puedan interrumpirse ni perturbarse la macha de los trabajos.

#### 4.1.4.2.10. Faltas del personal

Artículo 16: el ingeniero, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

Artículo 17: el contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el pliego de condiciones particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como contratista general de la obra.

### *4.1.4.3. Prescripciones generales relativas a los trabajos, a los materiales y a los medios auxiliares*

#### 4.1.4.3.1. Comienzo de la obra. Ritmo de ejecución de los trabajos

Artículo 18: el constructor dará comienzo a las obras en el plazo marcado en el pliego de condiciones particulares, desarrollándose en la forma necesaria para que dentro de los periodos parciales en aquellos señalados queden ejecutados los trabajos correspondientes y, en consecuencia, la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el contrato.

Obligatoriamente y por escrito, deberá el contratista dar cuenta ingeniero y al ingeniero técnico del comienzo de los trabajos al menos con tres días de antelación.

#### 4.1.4.3.2. Orden de los trabajos

Artículo 19: en general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la contrata, salvo aquellos casos en que, por circunstancias de orden técnico, estime conveniente su variación la dirección facultativa.

#### 4.1.4.3.3. Facilidades para otros contratistas

Artículo 20: de acuerdo con lo que requiera la dirección facultativa, el contratista general deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que les sean encomendados a todos los demás contratistas que intervengan en la obra. Ello sin perjuicio de las compensaciones económicas a que haya lugar entre contratistas por utilización de medios auxiliares o suministros de energía u otros conceptos. En caso de litigio, ambos contratistas estarán a lo que resuelva la dirección facultativa.

#### 4.1.4.3.4. Ampliación del proyecto por causas imprevistas o de fuerza mayor

Artículo 21: cuando sea preciso por motivo imprevisto o por cualquier accidente, ampliar el proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose según las instrucciones dadas por el ingeniero en tanto se formula o se tramita el proyecto reformado, el constructor está obligado a realizar con su personal y sus materiales cuanto la dirección de las obras disponga para apeos, apuntalamiento, derribos, recalzos o cualquier otra obra de carácter urgente, anticipando de momento este servicio, cuyo importante le será consignado en su presupuesto adicional o abonado directamente, de acuerdo con lo que se convenga.

#### 4.1.4.3.4. Prorroga por causa de fuerza mayor

Artículo 22: si por causa de fuerza mayor independiente de la voluntad del constructor, éste no pudiese comenzar las obras, o tuviese que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorgará una prórroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del ingeniero. Para ello, el constructor expondrá, un escrito dirigido al ingeniero, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originará en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicitada.

#### 4.1.4.3.5. Responsabilidad de la dirección facultativa en el retraso de la obra

Artículo 23: el contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obras estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la dirección facultativa, a excepción del caso en que habiéndole solicitado por escrito no se le hubiesen proporcionado.

#### 4.1.4.3.6. Condiciones generales de ejecución de los trabajos

Artículo 24: todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al proyectado, a las modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entreguen el ingeniero al constructor, dentro de las limitaciones presupuestarias y de conformidad con lo especificado en el artículo 11.

#### 4.1.4.3.7. Obras ocultas

Artículo 25: de todos los trabajos y unidades de obra hayan de quedar ocultos a la terminación de la obra, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por triplicado, entregándose: uno, al ingeniero; otro al ingeniero técnico; y, el tercero, al contratista, firmados todos ellos por los tres. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.

#### 4.1.4.3.8. Trabajos defectuosos

Artículo 26: el constructor debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las "condiciones generales y particulares de índole técnica" del pliego de condiciones y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado también en dicho documento, por ello, y hasta que tenga lugar la recepción definitiva de la obra, es responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan por su mala ejecución o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que lo exonere de responsabilidad el control que compromete al ingeniero técnico, ni tampoco el hecho de que en estos trabajos hayan sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre se entenderán extendidas y abonadas a buena cuenta. Como consecuencia de lo anteriormente expresado, cuando el ingeniero técnico advierta vicios o defectos en los trabajos ejecutados, o que los materiales empleados o los aparatos colocados no reúnen las condiciones preceptuadas, ya sea en el curso de la ejecución de los trabajos, o finalizados éstos, y antes de verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas sean demolidas y

reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la contrata. Si ésta no estimase justa la decisión y se negase a la demolición y reconstrucción ordenadas, se planteará la cuestión ante el ingeniero de la obra, quien resolverá.

#### 4.1.4.3.9. Vicios ocultos

Artículo 27: si el ingeniero técnico tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la recepción definitiva, los ensayos, destructivos o no, que crea necesarios para reconocer los trabajos que suponga defectuosas, dando cuenta de la circunstancia al ingeniero. Los gastos que se ocasionen serán de cuenta del constructor, siempre que los vicios existan realmente, en caso contrario serán a cargo de la propiedad.

#### 4.1.4.3.10. De los materiales y de los aparatos, su procedencia

Artículo 28: el constructor tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de todas clases den los puntos que le parezca conveniente, excepto en los casos en que el pliego particular de condiciones técnicas preceptúe una procedencia determinada. Obligatoriamente, y antes de proceder a su empleo o acopio, el constructor deberá presentar al ingeniero técnico una lista completa de los materiales y aparatos que vaya a utilizar en la que se especifiquen todas las indicaciones sobre marcas, calidades, procedencia e idoneidad de cada uno de ellos.

#### 4.1.4.3.11. Presentación de muestras

Artículo 29: a petición del ingeniero, el constructor le presentará las muestras de los materiales siempre con la antelación prevista en el calendario de la obra.

#### 4.1.4.3.12. Materiales y aparatos defectuosos

Artículo 30: cuando los materiales, elementos de instalaciones o aparatos no fuesen de la calidad prescrita en este pliego, o no tuvieran la preparación en él exigida o, en fin, cuando la falta de prescripciones formales de aquel, se reconociera o demostrara que no eran adecuados para su objeto, el ingeniero a instancias del ingeniero técnico, dará orden al constructor de sustituirlos por otros que satisfagan las condiciones o llenen el objeto a que se destinen. Si a los 15 días de recibir el constructor orden de que retire los materiales que no estén en condiciones, no ha sido cumplida, podrá hacerlo la propiedad cargando los gastos a la contrata. Si los materiales, elementos de instalaciones o aparatos fueran defectuosos, pero aceptables a juicio del ingeniero, se recibirán pero con la rebaja del precio que aquel determine, a no ser que el constructor prefiera sustituirlos por otros en condiciones.

#### 4.1.4.3.13. Gastos ocasionados por pruebas y ensayos

Artículo 31: todos los gastos originados por las pruebas y ensayos de materiales o elementos que intervengan en la ejecución de las obras, serán de cuenta de la contrata. Todo ensayo que no haya resultado satisfactorio o que no ofrezca las suficientes garantías podrá comenzarse de nuevo a cargo del mismo.

#### 4.1.4.3.14. Obras sin prescripciones

Artículo 32: en la ejecución de trabajos que entran en la construcción de las obras y para los cuales no existan prescripciones consignadas explícitamente en este pliego ni en la restante documentación del proyecto, el constructor se atendrá, en primer término, a las instrucciones que dicte la dirección facultativa de las obras y, en segundo lugar, a las reglas y prácticas de la buena construcción.

### 4.1.5. Condiciones económicas

#### *4.1.5.1. Principio general*

Artículo 33: todos los que interviene en el proceso de construcción tienen derecho a percibir puntualmente las cantidades devengadas por su correcta actuación con arreglo a las condiciones contractualmente establecidas.

Artículo 34: la propiedad, el contratista y, en su caso, los técnicos pueden exigirse recíprocamente las garantías adecuadas al cumplimiento puntual de sus obligaciones de pago.

#### 4.1.5.2. Finanzas

Artículo 35: el contratista prestará fianza con arreglo a alguno de los siguientes procedimientos, según se estipule:

- Depósito previo, en metálico o valores, o aval bancario, por importe entre el 3% y 10% del precio total de contrata.
- Mediante retención en las certificaciones parciales o pagos a cuenta en igual proporción.

#### 4.1.5.2.1. Finanza provisional

Artículo 36: en el caso de que la obra se adjudique por subasta pública, el depósito provisional para tomar parte en ella se especificará en el anuncio de la misma y su cuantía será de ordinario, y salvo estipulación distinta en el pliego de condiciones particulares vigente en la obra, de un 3% como mínimo, del total del presupuesto de contrata. El contratista a quien se haya adjudicado la ejecución de una obra o servicio para la misma, deberá depositar en el punto y plazo fijados en el anuncio de la subasta o el que se determine en el pliego de condiciones particulares del proyecto, la fianza definitiva que se señale y, en su defecto, su importe será el 10% de la cantidad por la que se haga la adjudicación de la obra, fianza que puede constituirse en cualquiera de las formas especificas en el apartado anterior. El plazo señalado en el párrafo anterior, y salvo condición expresa establecida en el pliego de condiciones particulares, no excederá de 30 días naturales a partir de la fecha en que se le comunique la adjudicación, y dentro de él deberá presentar el 46 adjudicatario la carta de pago o recibo que acredite la constitución de la fianza a que se refiera el mismo párrafo, la falta de cumplimiento de este requisito dará lugar a que se declare nula la adjudicación, y el adjudicatario perderá el depósito provisional que hubiese hecho para tomar parte de la subasta.

#### 4.1.5.2.2. Ejecución de trabajos con cargo a la fianza

Artículo 37: si el contratista se negase a hacer por su cuenta los trabajos precisos para ultimar la obra en las condiciones contratadas, el ingeniero, en nombre y representación del propietario, los ordenará ejecutar a un tercero, o, podrá realizarlos directamente por administración, abonando su importe con la fianza depositada, sin perjuicio de las acciones a que tenga derecho el propietario, en el caso de que el importe de la fianza no bastara para cubrir el importe de los gastos efectuados en las unidades de obra que no fuese de recibo.

#### 4.1.5.2.3. De evolución en general

Artículo 38: la fianza retenida será devuelta al contratista en un plazo que no excederá de 30 días una vez firmada el acta de recuperación definitiva de la obra. La propiedad podrá exigir que el contratista le acredite la liquidación y finiquito de sus deudas causadas por la ejecución de la obra, tales como salarios, suministros, subcontratos.

#### 4.1.5.2.4. Devolución de la fianza en el caso de efectuarse recepciones parciales

Artículo 39: si la propiedad, con la conformidad del ingeniero, accediera a hacer recepciones parciales, tendrá derecho el contratista a que se le devuelva la parte proporcional de la fianza.

*4.1.5.3. De los precios*

4.1.5.3.1. Composición de los precios unitarios

Artículo 40: el cálculo de los precios de las distintas unidades de obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial; se considerarán costes directos:

La mano de obra, con sus pluses y cargas y seguros sociales, que interviene directamente en la ejecución de la unidad de obra.

Los materiales, a los precios resultantes a pie de obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.

Los equipos y sistemas técnicos de seguridad e higiene para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.

Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tengan lugar por el accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución anteriormente citados.

Se considerarán costes indirectos:

- Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente

a la obra y los imprevistos, todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

Se considerarán gastos generales:

- Los gastos generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración, legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (en los contratos de obras de la administración pública este porcentaje se establece entre un 13 y un 17%).

Beneficio industrial:

- El beneficio industrial del contratista se establece en el 6% sobre la suma de las anteriores partidas.

Precio de ejecución material:

- Se denominará precio de ejecución material el resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción de los gastos generales y del beneficio industrial.

Precio por contrata:

- El precio de contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

El IVA gira sobre esta suma pero no integra el precio.

#### 4.1.5.3.2. Precios de contrata importe de contrata

Artículo 41: en el caso de que los trabajos a realizar en una obra aneja cualquiera se contratasen a riesgo y ventura, se extiende por precio de contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de ejecución material, más el % sobre este último precio en concepto de beneficio industrial del contratista, el beneficio se estima normalmente, en 6%, salvo que en las condiciones particulares se establezca otro distinto.

#### 4.1.5.3.3. Precios contradictorios

Artículo 42: se producirán precios contradictorios solo cuando la propiedad de por medio el ingeniero decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista. El contratista estará obligado a efectuar los cambios. A falta de acuerdo, el precio se resolverá contradictoriamente entre el ingeniero y el contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos y en el plazo que determine el pliego de condiciones particulares. Si subsiste la diferencia se acudirá, en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del proyecto, y en segundo lugar al banco de precios de uso más frecuente en la localidad. Los contradictorios que hubiere se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato.

#### 4.1.5.3.4. Reclamaciones de aumento de precios por causas diversas

Artículo 43: si el contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error y omisión

reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras (con referencia a facultativas).

#### 4.1.5.3.5. Forma tradicionales de medir o de aplicar los precios

Artículo 44: en ningún caso podrá alegar el contratista los usos y costumbres del país respecto de la aplicación de los precios o de la forma de mediar las unidades de obra ejecutadas, se estará a lo previsto en primer lugar, al pliego general de condiciones técnicas y en segundo lugar al pliego general en condiciones particulares

#### 4.1.5.3.6. De la revisión de los precios contratados

Artículo 45: contratándose las obras a riesgo y ventura, no se admitirá la revisión de los precios en tanto que el incremento no alcance, en la suma de las unidades que falten por realizar de acuerdo con el calendario, un montante superior al 3% del importe total del presupuesto de contrato, caso de producirse variaciones en alza superiores a este porcentaje, se efectuará la correspondiente revisión de acuerdo con la fórmula establecida en el pliego de condiciones particulares, percibiendo el contratista la diferencia en más que resulte por la variación del IPC superior al 3%. No habrá revisión de precios de las unidades que puedan quedar fuera de los plazos fijados en el calendario de la oferta.

#### 4.1.5.3.7. Acopio de materiales

Artículo 46: el contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la propiedad ordene por escrito. Los materiales acopiados, una vez abonados por el propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el contratista.

### *4.1.5.4. Obras por administración*

#### 4.1.5.4.1. Administración

Artículo 47: se denominan "obras por administración" aquellas en las que las gestiones que se precisan para su realización las lleva directamente el propietario, bien si por o por un representante suyo o bien por mediación de un constructor. Las obras por administración se clasifican en las dos modalidades siguientes:

- Obas por administración directa
- Obras por administración delegada o indirecta

#### 4.1.5.4.2. Obras por administración directa

Artículo 48: se denominan "obras por administración directa" aquellas en las que el propietario por sí o por mediación de un representante suyo, que puede ser el propio director, expresamente autorizado a estos efectos, lleve directamente las gestiones precisas para la ejecución de la obra, adquiriendo los materiales, contratando su transporte a la obra y, en suma interviniendo directamente en todas las operaciones

precisas para que el personal y los obreros contratados por él puedan realizarla; en estas obras al constructor, si lo hubiese, o el encargado de su realización, es un mero dependiente del propietario, ya sea como empleado suyo o como autónomo contratado por él, que es quien reúne en sí, por tanto, la doble personalidad del propietario y contratista.

#### 4.1.5.4.3. Obras por administración delegada o indirecta

Artículo 49: se entiende por "obra por administración delegada o indirecta" la que convienen un propietario y un constructor para que éste, por cuenta de aquel y como delegado suyo, realice las gestiones y los trabajos que se precisen y se convengan, son por tanto, características peculiares de las "obras por administración delegada o indirecta" las siguientes:

- Por parte del propietario, la obligación de abonar directamente o por mediación del constructor todos los gastos inherentes a la realización de los trabajos convenidos, reservándose el propietario la facultad de poder ordenar, bien por sí o por medio del ingeniero en su representación, el orden y la marcha de los trabajos, la elección de los materiales y aparatos que en los trabajos han de emplearse y, en suma, todos los elementos que crea preciso para regular la realización de los trabajos convenidos.
- Por parte del constructor, la obligación de llevar la gestión practica de los trabajo, aportando sus conocimientos constructivos, los medios auxiliares precios y, en suma, todo lo que, en armonía con su cometido, se requiera para la ejecución de los trabajos, percibiendo por ello del propietario un tanto por ciento prefijado sobre el importe total de los gastos efectuados y abonados por el constructor.

#### 4.1.5.4.4. Liquidación de obras por administración

Artículo 50: para la liquidación de los trabajos que se ejecuten por administración delegada o indirecta, regirán las normas que a tales fines se establezcan en las "condiciones particulares de índole económica" vigente en la obra; a falta de ellas, las cuentas por administración las presentara el constructor al propietario, en relación valorada a la que deberá acompañarse y agrupados en el orden que se expresan las documentos siguientes todos ellos conformados por el ingeniero técnico.

- Las facturas originales de los materiales adquiridos para los trabajos y el documento adecuado que justifique el depósito o el empleo de dichos materiales en la obra.
- Las nóminas de los jornales abonados, ajustadas a lo establecido en la legislación vigente, especificando el número de horas trabajadas en la obra por los propietarios de cada oficio y su categoría, acompañando a dichas nominas una relación numérica de los encargados, capataces, jefes de equipo, oficiales y ayudantes de cada oficio, peones especializados y sueltos, listeros, guardas, etc., que hayan trabajado en la obra durante el plazo de tiempo a que correspondan las nóminas que se presentan.
- Las facturas originales de los transportes de materiales puestos en la obra o de retirada de escombros.
- Los recibos de licencias, impuestos y demás cargas inherentes a la obra que haya pagado o en cuya gestión haya intervenido el constructor, ya que su abono es siempre de cuenta del propietario.

A la suma de todos los gastos inherentes a la propia obra en cuya gestión o pago haya intervenido el constructor se le aplicará, a falta de convenio especial, un 15%, entendiéndose que en este porcentaje están incluidos los medios auxiliares y los de

seguridad preventivos de accidentes, los gastos generales que al constructor originen los trabajos por administración que realiza y el beneficio industrial del mismo.

#### 4.1.5.4.5. Abono al constructor de la cuentas de administración delegada

Artículo 51: salvo pacto distinto, los abonos al constructor de la cuentas de administración delegada los realizara el propietario mensualmente según las partes de trabajos realizados aprobados por el propietario o por su delegado representante, independientemente, el ingeniero redactará, con igual periodicidad, la medición de la obra realizada, valorándola con arreglo al presupuesto aprobado. Estas valoraciones no tendrán efectos para los abonos al constructor salvo que se hubiese pactado lo contrario contractualmente.

#### 4.1.5.4.6. Normas para la adquisición de los materiales y aparatos

Artículo 52: no obstante las facultades que en estos trabajos por administración delegada se reserva el propietario para la adquisición de los materiales y aparatos, si al constructor se le autoriza para gestionarlos y adquirirlos, deberá presentar al propietario, o en su representación al ingeniero-director, los precios y las muestras de los materiales y aparatos ofrecidos, necesitando su previa aprobación antes de adquirirlos.

#### 4.1.5.4.7. Responsabilidad del constructor en el bajo rendimiento de los obreros

Artículo 53: si de los partes mensuales de obra ejecutada que preceptivamente debe presentar el constructor al ingeniero-director, éste advirtiese que los rendimientos de la mano de obra, en todas o en algunas de las unidades de obra ejecutada, fuesen notoriamente inferiores a los rendimientos normales generalmente admitidos para unidades de obra iguales o similares, se lo notificará por escrito al constructor, con el fin de que éste haga las gestiones precisas para aumentar la producción en la cuantía señalada por el ingeniero-director.

Si hecha esta notificación al constructor, en los meses sucesivos, los rendimientos no llegasen a los normales, el propietario queda facultado para resarcirse de la diferencia, rebajando su importe del 15% que por los conceptos antes expresados corresponderán abonarle al constructor en las liquidaciones quincenales que preceptivamente deben efectuársele.

En caso de no llevar ambas partes a un acuerdo en cuanto a los rendimientos de la mano de obra, se someterá al caso de arbitraje.

#### 4.1.5.4.8. Responsabilidad del constructor

Artículo 54: en los trabajos de "obras por administración delegada", el constructor solo será responsable de los defectos constructivos que pudieran tener los trabajos o unidades por él ejecutadas y también de los accidentes o perjuicios que pudieran sobrevenir a los obreros o a terceras personas por no haber tomado las medidas precisas que en las disposiciones legales vigentes se establecen, en cambio, y

salvo lo expresado en el artículo 51 precedente, no será responsable del mala resultado que pudiesen dar los materiales y aparatos elegidos con arreglo a las normas establecidas en dicho artículo. En virtud de lo anteriormente consignado, el constructor está obligado a reparar por su cuenta los trabajos defectuosos y a responder también de los accidentes o perjuicios expresados en el párrafo anterior.

#### *4.1.5.5. De la valoración y abona de los trabajos*

##### 4.1.5.5.1. Formas varias de abono de las obras

Artículo 55: según la modalidad elegida para la contratación de las obras y salvo que en el pliego particular de condiciones económicas se preceptúe otra cosa, el abono de los trabajos se efectuará así:

- Tipo fijo o tanto alzado total, se abonará la cifra previamente fijada como base de la adjudicación, disminuida en su caso en el importe de la baja efectuada por el adjudicatario.
- Tipo fijo o tanto alzado por unidad de obra, cuyo precio invariable se haya fijado de antemano, pudiendo variar solamente el número de unidades ejecutadas.
- Previa medición y aplicando al total de las diversas unidades de obra ejecutadas, del precio invariable estipulado de antemano para cada una de ellas, se abonará al contratista el importe de las comprendidas en los trabajos ejecutados y ultimados con arreglo y sujeción a los documentos que constituyen el proyecto, los que servirán de base para la mediación y valoración de las diversas unidades.

- Tanto variable pro unidad de obra, según las condiciones en que se realice y los materiales diversos empleados en su ejecución de acuerdo con las órdenes del ingeniero-director, se abonará al contratista en idénticas condiciones al caso anterior.
- Por listas de jornales y recibos de materiales, autorizados en la forma que el presente "pliego general de condiciones económicas" determina.

#### 4.1.5.5.2. Relaciones valoradas y certificaciones

Artículo 56: en cada una de las épocas o fechas que se fijen en el contrato o en los "pliegos de condiciones particulares" que rijan en la obra, formará el contratista una relación valorada de las obras ejecutadas durante los plazos previstos, según la medición que habrá practicado el ingeniero técnico. Lo ejecutado por el contratista en las condiciones preestablecidas, se valorará aplicando al resultado de la medición general, cúbica, superficial, lineal, ponderal o numeral correspondiente para cada unidad de obra, los precios señalados en el presupuesto para cada una de ellas, teniendo presente además lo establecido en el presente "pliego general de condiciones económicas" respecto a mejoras o sustituciones de material y a las obras accesorias y especiales, etc. Al contratista, que podrá presenciar las mediciones necesarias para extender dicha relación, se le facilitarán por el ingeniero técnico los datos correspondientes de relación valorada, acompañándolos de una nota de envío, al objeto de que, dentro del plazo de 10 días a partir de la fecha del recibo de dicha nota, pueda el contratista examinarlos y devolverlos firmados con su conformidad o hacer, en caso contrario, las observaciones o reclamaciones que considere oportunas, dentro de los 10 días siguientes a su recibo, el ingeniero-director aceptará o rechazará las reclamaciones del contratista si las hubiere, dando cuenta al mismo de su resolución, pudiendo éste, en el segundo caso, acudir ante el propietario contra la resolución del ingeniero-director en la forma

prevenida en los "pliegos generales de condiciones facultativas y legales". Tomando como base la relación valorada indicada en el párrafo anterior, expedirá el ingeniero-director la certificación de las obras ejecutadas. De su importe se deducirá el % que para la constitución de la fianza se haya preestablecido. El material acopiado a pie de obra por indicación expresa y por escrito del propietario, podrá certificarse hasta el 90% de su importe, a los precios que figuren en los documentos del proyecto, sin afectarlo del % de contrata. Las certificaciones se remitirán al propietario, dentro del mes siguiente el periodo a que se refieren, y tendrán el carácter de documento y entregas a buena cuenta, sujetas a las rectificaciones y variaciones que se deriven de la liquidación final, no suponiendo tampoco dichas certificaciones aprobación ni recepción de las obras que comprenden. Las relaciones valoradas contendrán solamente la obra ejecutada en el plazo a que la valoración se refiere. En el caso de que el ingeniero-director lo exigiera, las certificaciones se extenderán al origen.

#### 4.1.5.5.3. Mejoras de obras libremente ejecutadas

Artículo 57: cuando el contratista, incluso con autorización del ingeniero director, emplease materiales de más esmerada preparación o de mayor tamaño que el señalado en el proyecto o sustituyese una clase de fábrica con otra que tuviese asignado mayor precio, o ejecutándose con mayores dimensiones cualquier parte de la obra, o en general, introdujese en ésta y sin pedírsela, cualquiera otra modificación que sea beneficiosa a juicio del ingeniero-director, no tendrá derecho, sin embargo, más que al abono de lo que pudiera corresponderle en el caso que hubiese construido la obra con estricta sujeción a la proyectada y contratada o adjudicarla.

#### 4.1.5.5.4. Abono de trabajos presupuestados con partida alzada

Artículo 58: salvo lo preceptuado en el "pliego de condiciones particulares de índole económica", vigente en la obra, el abono de los trabajos presupuestados en partida alzada, se efectuará de acuerdo con el procedimiento que corresponda entre los que a continuación se expresan:

- Si existen precios contratados para unidades de obras iguales, las presupuestadas mediante partida alzada, se abonarán previa medición y aplicación del precio establecido.
- Si existen precios contratados para unidades de obra similares, se establecerán precios contradictorios para las unidades con partida alzada, deducidos de los similares contratados.
- Si no existen precios contratados para unidades de obra iguales o similares, la partida alzada se abonara íntegramente al contratista, salvo el caso de que en el presupuesto de la obra se exprese que el importe de dicha partida debe justificarse, en cuyo caso, el ingeniero-director indicará al contratista y con anterioridad a su ejecución, el procedimiento que de seguirse para llevar dicha cuenta, que en realidad será de administración, valorándose los materiales y jornales a los precios que figuren en el presupuesto aprobado, o en su defecto, a los que con anterioridad a la ejecución convengan las dos partes, incrementándose su importe total con el porcentaje que se fije en el pliego de condiciones particulares en concepto de gastos generales y beneficio industrial del contratista.

#### 4.1.5.5.5. Abono de agotamientos y otros trabajos especiales no contratados

Artículo 59: cuando fuese preciso efectuar agotamientos, inyecciones u otra clase de trabajos de cualquier índole especial u ordinaria, que por no estar contratados no sean de cuenta del contratista, y si no se contratasen con tercera persona, tendrá el

contratista la obligación de realizarlos y de satisfacer los gastos de toda clase que ocasionen, los cuales le serán abonados por el propietario por separado de la contrata, además de reintegrar mensualmente estos gastos al contratista, se le abonará juntamente con ellos el % del importe total que, en su caso, se especifique en el pliego de condiciones particulares.

#### 4.1.5.5.6. Pagos

Artículo 60: los pagos se efectuarán por el propietario en los plazos previamente establecidos, y su importe corresponderá precisamente al de las certificaciones de obra conformadas por el ingeniero-director, en virtud de la cuales se verifican aquellos.

#### 4.1.5.5.7. Abono de trabajos ejecutados durante el plazo de garantía

Artículo 61: efectuada la recepción provisional y si durante el plazo de garantía se hubieran ejecutado trabajos cualesquiera, para su abono se procederá así:

- Si los trabajos que se realicen estuvieran especificados en el proyecto, y sin causa justificada no se hubieran realizado por el contratista a su debido tiempo, y el ingeniero-director exigiera su realización durante el plazo de garantía, serán valorados a los precios que figuren en el presupuesto y abonados de acuerdo con lo establecido en los “pliegos particulares” o en su defecto en los generales, en el caso de que dichos precios fuesen inferiores a los que rijan en la época de su realización; en caso contrario, se aplicaran estos últimos.
- Si se han ejecutado trabajos precisos para la reparación de desperfectos ocasionados por el uso del edificio, por haber sido éste utilizado durante dicho

plazo por el propietario, se valorarán y abonarán a los precios del día, previamente acordados.

- Si se han ejecutado trabajos para la reparación de desperfectos ocasionados por deficiencia de la construcción o de la calidad de los materiales, nada se abonara por ellos al contratista.

#### *4.1.5.6. De las indemnizaciones mutuas*

##### 4.1.5.6.1. Importe de la indemnización por retraso no justificado en el plazo de terminaciones de las obras

Artículo 62: la indemnización por retraso en la terminación se establecerá en un tanto por mil del importe total de los trabajos contratados, por cada día natural de retraso, contados a partir del día de terminación fijado en el calendario de obra. Las sumas resultantes se descontarán y retendrán con cargo a la fianza.

##### 4.1.5.6.2. Demora de los pagos

Artículo 63: si el propietario no efectuase el pago de las obras ejecutadas, dentro del mes siguiente al que corresponde el plazo convenido, el contratista tendrá además el derecho de percibir el abono de un 4,5% en concepto de intereses de demora, durante el espacio de tiempo del retraso y sobre el importe de la mencionada certificación. Si aún transcurrieran dos meses a partir del termino de dicho plazo de un mes sin realizarse dicho pago, tendrá derecho el contratista a la resolución del contrato, procediéndose a la liquidación correspondiente de las obras ejecutadas y de los materiales acopiados, siempre que éstos reúnan las condiciones preestablecidas y que su cantidad no exceda de la necesaria para la terminación de la obra controlada o adjudicada. No obstante lo

anteriormente expuesto, se rechazará toda solicitud de resolución del contrato fundada en dicha demora de pagos, cuando el contratista no justifique que en la fecha de dicha solicitud ha invertido en obra o en materiales acopiados admisibles la parte de presupuesto correspondiente al plazo de ejecución que tenga señalado el contrato.

#### *4.1.5.7. Varios*

##### 4.1.5.7.1. Mejoras y aumentos de obra casos contrarios

Artículo 64: no se admitirán mejoras de obra, más que en el caso en que el ingeniero-director haya ordenador por escrito la ejecución de trabajos nuevos o que mejoren la calidad de los contratados, así como la de los materiales y aparatos previstos en el contrato, tampoco se admitirán aumentos de obra en las unidades contratadas, salvo caso de error en las mediciones del proyecto, a menos que el ingeniero-director, ordene, también por escrito, la ampliación de las contratadas. En todos estos casos serán condición indispensable que ambas partes contratantes, antes de su ejecución o empleo, convengan por escrito los importes totales de las unidades mejoradas, los precios de los nuevos materiales o aparatos de ordenador a emplear y los aumentos que todas estas mejoras o aumentos de obra supongan sobre el importe de las unidades contratadas. Se seguirán el mismo criterio y procedimiento, cuando el ingeniero-director introduzca innovaciones que supongan una reducción apreciable en los importes de las unidades de obra contratadas.

#### 4.1.5.7.2. Unidades de obra defectuosa pero aceptable

Artículo 65: cuando por cualquier causa fuera menester valorar obra defectuosa, pero aceptable a juicio del ingeniero-director de las obras, éste determinará el precio o partida de abono después de oír al contratista, el cual deberá conformarse con dicha resolución, salvo el caso en que, estando dentro del plazo de ejecución, prefiera comenzar la obra de nuevo y rehacerla con arreglo a condiciones, sin exceder de dicho plazo.

#### 4.1.5.7.3. Seguro de las obras

Artículo 66: el contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución hasta la recepción definitiva; la cuantía del seguro coincidirá en cada momento con el valor que tengan por contrata los objetos asegurados, el importe abonado por la sociedad aseguradora, en el caso de siniestro, se ingresará en cuenta a nombre del propietario, para que con cargo a ella se abone la obra que se construya, y a medida que ésta se vaya realizando. El reintegro de dicha cantidad al contratista se efectuará por certificaciones, como el resto de los trabajos de la construcción. En ningún caso, salvo conformidad expresa del contratista, hecho en documento público, el propietario podrá disponer de dicho importe para menesteres distintos del de reconstrucción de la parte siniestrada; la infracción de los anteriormente expuesto será motivo suficiente para que el contratista pueda resolver el contrato, con devolución de fianza, abono completo de gastos, materiales acopiados, etc., y una indemnización equivalente al importe de los daños causados al contratista por el siniestro y que no se les hubiesen abonado, pero sólo en proporción equivalente a lo que suponga la indemnización abonada por la compañía aseguradora, respecto al importe de los daños causados por el siniestro, que serán tasados a estos defectos por

el ingeniero-director, en las obras de reforma o reparación. Los riesgos asegurados y las condiciones que figuren en la póliza o pólizas de seguros, los pondrá el contratista, antes de contratarlo, en conocimiento del propietario, al objeto de recabar de éste su previa conformidad o reparos.

#### 4.1.5.7.4. Conservaciones de las obras

Artículo 67: si el contratista, siendo su obligación, no atiende a la conservación de la obra durante el plazo de garantía, en el caso de que la obra no haya sido ocupada por el propietario antes de la recepción definitiva, el ingeniero-director, en representación del propietario, podrá disponer todo lo que sea preciso para que se atienda a la zona de la obra. En todo caso, está obligado el contratista a revisar y reparar la obra, durante el plazo expresado, procediendo en la forma prevista en el presente "pliego de condiciones económicas".

## 4.2. Pliego de prescripciones técnicas de los aerogeneradores

### 4.2.1. Antecedentes

El parque de turbinas marinas donde se van a situar las 10 turbinas de 500kw cada una, objeto de esta especificación, está situado en la localidad de Tarifa, en la Comunidad Autónoma de Andalucía.

En este documento se definen las condiciones y el alcance técnico que el comprador pretende encargar al vendedor, en adelante el suministrador para el suministro de las turbinas.

### 4.2.2. Turbinas Marinas

#### *4.2.2.1. Generalidades*

El objeto de esta Especificación Técnica es reflejar la descripción y características técnicas de las turbinas marinas.

El suministrador será el responsable del diseño, materiales, fabricación, control de calidad, pruebas, transporte, documentación, repuestos, herramientas, supervisión del montaje y puesta en marcha de los equipos.

La totalidad de los equipos serán iguales e intercambiables.

### *4.2.2.2. Condiciones de diseño de las turbinas*

Las turbinas marinas estarán constituidos de un motor horizontal con tres palas idénticas equilibradas dinámicamente, con las estructuras, la góndola y todos los equipos necesarios para su seguridad y buen funcionamiento.

Las palas móviles estarán equipadas de un dispositivo de seguridad permitiendo un bloqueo durante las intervenciones de mantenimiento.

La potencia máxima de cada turbina no deberá ser inferior a 500kw.

Las turbinas deben estar preparados para arrancar automáticamente cuando se supera la velocidad mínima de funcionamiento y deben ser capaces de parar en caso de faltas graves o de corrientes de agua que puedan dañar la instalación. El suministrador determinara las faltas que puedan provocar la parada de la máquina.

El suministrador proporcionará la curva de potencia neta en función de las velocidades en el campo de funcionamiento de la turbina precisando los valores de referencia necesarios: temperaturas, densidades, presiones, alturas, intervalos de medida, etc.

El suministrador entregará una descripción completa de la turbina en donde se indique:

- Condiciones de diseño de la turbina especificando las directrices o normativas adoptadas para ello.
- Clase de la turbina según directrices anteriores.
- Valores extremos de carga para los que han sido diseñados.
- Cargas de fatiga.
- Velocidades de parada y conexión.
- Turbulencia máxima.

Las turbinas deberán permitir alojar en su interior el transformador de media tensión, contactores, instrumentos de medida, disyuntor general, elementos de protección eléctrica de las turbinas, condensadores de compensación de reactiva en caso de que fuera necesarios, así como todos los elementos que componen el control por microprocesador de las turbinas.

La forma de control de la velocidad será elegida por el suministrador que deberá dar una descripción detallada del sistema elegido y de las ventajas que supone. En caso de control por velocidad variable, al final de la garantía se incorporará el último modelo del controlador del suministrador que exista en el mercado.

El suministrador deberá establecer la implantación definitiva en campo de las turbinas a partir del plano orientativo que ha servido de base para la realización de los estudios previos. Para ello deberá tener en cuenta las condiciones de la zona, realizando todos los ensayos y medidas necesarias para adecuar las turbinas al emplazamiento objeto de la especificación, entregando los certificados o estudios que así lo acrediten.

Asimismo entregará los datos de operación de los prototipos instalados de las turbinas y en caso de existir resultados de parques en los que esté instalado este modelo de turbinas.

#### *4.2.2.3. Referencias del constructor*

El suministrador evidenciará que tiene implantado un sistema de calidad basado en normas ISO-9001.

El tipo de turbina y sus componentes deberán ser aprobados por un organismo oficial neutral.

#### *4.2.2.4. Ensayos y controles*

Para el montaje de los elementos de la turbina, el suministrador debe proporcionar las especificaciones y normas relativas al proceso de fabricación, con un retraso máximo de tres meses.

El suministrador debe precisar el proceso a seguir para cada uno de los ensayos así como los ajustes a efectuar después del ensayo para el montaje de los elementos de la turbina.

#### *4.2.2.5. Características de funcionamiento*

La turbina será identificada por una placa conforme a las normas CEI 1400-1, Sección 3. En ella se indicará:

- Número de serie de referencia del sitio
- Potencia máxima
- La velocidad de corrientes marinas
- Altura del buje
- La temperatura de funcionamiento

#### *4.2.2.6. Montaje*

El suministrador deberá indicar el procedimiento de montaje de las turbinas. Durante dicho montaje el suministrador deberá tomar todas las medidas necesarias para no dañar las piezas constitutivas del mismo.

#### *4.2.2.7. Mantenimiento*

Se entenderá por tal todas las actividades realizadas por el personal responsable para efectuarlo.

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

El suministrador deberá entregar una oferta de mantenimiento de las turbinas en la que especifique:

- Precio

El suministrador deberá entregar:

- Manual de mantenimiento de las turbinas
- Programa de intervenciones realizado de acuerdo con dicho manual
- Lista de consumibles necesarios en cada intervención programada
- Lista de precios de los repuestos recomendados para las turbinas

#### *4.2.2.8. Garantías*

- Garantía de materiales y equipos

El suministrador deberá garantizar que todos los componentes y materiales empleados para la fabricación de las turbinas del parque son de la calidad requerida.

El suministrador deberá garantizar los equipos instalados contra cualquier defecto que altere el funcionamiento normal de las turbinas así como la existencia de repuestos en el plazo que se acuerde desde la recepción provisional de las turbinas.

- Garantía de disponibilidad

El suministrador deberá indicar las disponibilidades que garantiza, el periodo considerado para cada una de ellas y las fórmulas consideradas para su cálculo.

La garantía de disponibilidad no será inferior al 97,7% durante al menos los cinco primeros años de garantía

### 4.2.3. Calidad

Terminada la construcción y completado el montaje y cableado de los aparatos, se realizaran en taller los siguientes ensayos:

- Examen general de los equipos
- Control de calidad
- Comprobación del funcionamiento de aparatos de medida, dispositivos de accionamiento, etc, en condiciones de servicio simuladas
- Ensayos de rigidez eléctrica
- Control de funcionamiento de las etapas de electrónica

#### *4.2.3.1. Aseguramiento de la calidad*

El suministrador evidenciara que tiene implantado un sistema de calidad basado en normas ISO-9000. Una vez adjuntado el pedido y dentro del plazo especificado, el suministrador deberá preparar para su revisión y aprobación por el comprador, una propuesta de Aseguramiento de Calidad de acuerdo con lo exigido en los códigos, normas, especificaciones y demás requisitos contractuales. En este documento se incluirán, para cada componente del equipo, los ensayos, pruebas e inspecciones a realizar, y deberá contemplar como mínimo, los siguientes aspectos:

- Organización del servicio de calidad de la empresa para este suministro
- Programa de inspecciones a realizar sobre los materiales y partes a realizar

- Procedimientos de soldadura y especiales de fabricación
- Procedimientos de inspecciones y ensayos
- Protocolos de control dimensional
- Plan detallado de protección anticorrosiva

#### *4.2.3.2. Cualificación del personal*

El personal encargado de la ejecución de procesos especiales deberá estar debidamente cualificado según ISO-9000.

Se entiende por "procesos especiales" todos aquellos procesos de fabricación, en los que el resultado final depende en gran manera de la habilidad y preparación del personal que lo ejecuta o de ambos, y en los que la calidad especificada no puede determinarse con certeza, por la sola inspección o ensayo del producto final.

#### *4.2.3.3. Control de materiales*

Al adquirir la materia prima, el suministrador obtendrá, para los componentes incluidos en el Plan de Calidad, certificados de las propiedades químicas y mecánicas, incluyendo los resultados de todos los demás ensayos requerido por las especificaciones aplicables.

Todos los certificados de las materias primas principales se pondrán a disposición del comprador, y formarán parte de la documentación final a entregar por parte del suministrador.

El comprador, se reserva el derecho a exigir nueva recepción de todos aquellos materiales que no hayan sido convenientemente inspeccionados por falta de cumplimiento en este punto, y de rechazarlos si no pueden ser recibidos.

- Ensayos en la obra

Una vez que el equipo haya sido montado totalmente en obra se podrá proceder a la realización de ensayos independientemente de los ensayos que se han realizado en los talleres del fabricante

- Ensayos de recepción definitiva

El comprador podrá al expirar el plazo de garantía proceder al desmontaje y examen contradictorio de los elementos y órganos necesarios fundamentales, no debiendo estos presentar señal alguna de rozamiento excesivo ni desgaste del material, ni estrías circulares generalizadas. En resumen, no se admitirá deterioro alguno de las superficies de contacto.

Por otra parte, a instancia del comprador, y en la misma época de la recepción definitiva, podrán efectuarse una serie de ensayos, a fin de comprobar si el material objeto del suministro tiene las características y reúne las condiciones necesarias para llevar a la perfección su función.

Si los resultados de los ensayos definitivos son favorables en su totalidad y si la comprobación de los materiales lleva a la conclusión de que estos tienen las características y reúnen las condiciones necesarias para llevar a la perfección su función industrial, se llevara a cabo la recepción definitiva, extendiendo la

correspondiente acta. En caso contrario, el comprador podrá rechazar el material objeto del suministro, o aplicar las sanciones correspondientes.

### 4.2.4. Pintura y acabados

El suministrador indicara en su oferta los trabajos de pintado y protección anticorrosiva de los elementos del suministro.

El suministrador será responsable de los trabajos de preparación de superficies, capas de imprimación y capas intermedias recubrimientos temporales de elementos, y capas de acabado.

Las capas finales de acabado serán realizadas en el taller para la totalidad de los elementos del suministro, excepto para aquellos elementos cuyo montaje en obra requiera operaciones de soldadura que se suministraran con la imprimación y la capa intermedia (si la hubiera) aplicadas en taller, realizándose en obra la capa de terminación.

El suministro incluirá como parte de su suministro los materiales, mano de obra, herramientas y la inspección necesarios para ejecutar los trabajos.

La calidad mínima la adjuntara el suministrador en relación a:

- Estructuras de acero sumergidas en agua
    - Imprimación: según procedimiento
    - Acabado: según procedimiento

Para realizar adecuadamente el seguimiento de esta parte de los trabajos, el suministrador remitirá el Plan de Protección Anticorrosiva cuyo objeto será:

- La definición de una lista o esquema del sistema de recubrimiento o protección de cada uno de los elementos de que consta el equipo, definiendo el número de capas y el espesor de cada una.
- Características de los materiales a emplear.
- La especificación de los procedimientos de aplicación e inspección de tales sistemas de recubrimiento.
- El establecimiento del programa de inspecciones y de los criterios de aceptación.

### 4.2.5. Repuestos

Todos los elementos suministrados como repuestos se enviaran adecuadamente protegidos y embalados de forma que se garantice su perfecto almacenamiento durante el periodo de tiempo en que no sea necesaria su utilización.

# 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD

*4. **ESTUDIO DE VIABILIDAD***

INDICE DE CONTENIDOS:

1.1. PRESUPUESTO..... 1327

1.2. VAN, TIR Y PERIODO DE RETORNO..... 1333

# 4.1. **PRESUPUESTO**

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

| | | UDS | LONGITUD | ANCHURA | ALTURA | PARCIALES | CANTIDAD | PRECIO | IMPORTE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **CAPÍTULO 01 Turbina Marina** | | | | | | | | |
| | **SUBCAPÍTULO 01.01 Estructura** | | | | | | | | |
| 01.01.01 | Estructura tubular | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de estructura tubular, compuesta por un tubo principal al que se adosan dos tubos a modo de soporte. Tiene una altura de 21 m y un peso de 160 toneladas. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 2.046.658,60 | 20.466.586,00 |
| 01.01.02 | Contrapesos | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de los contrapesos son estructuras de hormigon cuya finalidad es la sujeción de la estructura al suelo, adosandola 3 contrapesos/ ballestas de 800 t en total. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 30,00 | 19.644,45 | 589.333,50 |
| 01.01.03 | Elementos auxiliares | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de todos los elementos necesario para asegurar el montaje y el anclaje de la turbina desde el momento de su recepción hasta el momento de puesta en marcha. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 2.862,00 | 28.620,00 |
| | TOTAL SUBCAPÍTULO 01.01 Estructura..... | | | | | | | | 21.084.539,50 |
| | **SUBCAPÍTULO 01.02 Turbina** | | | | | | | | |
| 01.02.01 | Carcasa Góndola | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de carcasa exterior capaz de albergar en su interior toda la maquinaria interna de la turbina proporcionando unas condiciones de estanqueidad óptimas, volumen=90.09 m3 , diametros=3.28m , presión máxima adminisble= 100 m.c.a. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 97.520,00 | 975.200,00 |
| 01.02.02 | Alternador | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de motor sincrono/alternador de imanes permanentes en corriente continua con unas caracteristicas técnicas :tensión nominal=6600 V , potencia nominal= 500 Kw. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 239.860,00 | 2.398.600,00 |
| 01.02.03 | Alabes | | | | | | | | |
| | Suministro e instalacion de esstructuras moviles encargadas de hacer girar un rotor para producir energía mecánica. Consta de 3 estructuras simetricas, con un angulo de 120º entre cada una de ellas. Su movimiento procede del impacto de las corrientes de agua marina sobre su superficie lo cual produce un movimiento. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 30,00 | 108.335,00 | 3.250.050,00 |
| 01.02.04 | Buje | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de elemento de unión de los 3 alabes con la gondola, es el punto central que se conecta al rotor para transmitir el giro. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 115.925,00 | 1.159.250,00 |
| 01.02.05 | Multiplicador | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de equipo multiplicador encargado de modificar la relación de la velocidad de giro/ potencia entre el rotor y el alternador. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 76.398,00 | 763.980,00 |

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

| | | UDS | LONGITUD | ANCHURA | ALTURA | PARCIALES | CANTIDAD | PRECIO | IMPORTE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 01.02.06 | Eje de baja velocidad | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de elemento encargado de girar previo a su llegada al multiplicador. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 36.521,00 | 365.210,00 |
| 01.02.07 | Eje de alta velocidad | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de elemento encargado de girar posterior a su llegada al multiplicador. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 40.630,00 | 406.300,00 |
| 01.02.08 | Controlador electrónico | | | | | | | | |
| | Suministro e instalacion de elementos encargados del control electronico de los aparatos existentes en la gondola. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 96.589,00 | 965.890,00 |
| 01.02.09 | Servomotores | | | | | | | | |
| | Suministro e instalacion de elementos encargados del modificar el angulo de posicionamiento de los alabes en función de la dirección de la corriente. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 30,00 | 83.502,00 | 2.505.060,00 |
| 01.02.10 | Sistema de frenado | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de sistemas encargado del frenado de rotor para evitar accidentes y desplazamientos. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 8.500,00 | 85.000,00 |
| 01.02.11 | Aparatos de medida | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de equipo de medida formado por los siguientes elementos: | | | | | | | | |
| | - Anemómetro para uso en agua.<br>- Termómetro.<br>- Barómetro.<br>- Higrómetro.<br>- PLC Industrial PC.<br>- Voltímetro.<br>- Amperímetro.<br>- Vatimetro.<br>- Tacómetro. | | | | | | | | |
| | Todos los equipos irán protegidos con los aislamientos necesarios para su trabajo en altas profundidades y ambientes corrosivos. | | | | | | | | |
| | Los aparatos contarán con salidas analógicas para su conexión a las entradas analógicas del PLC, de forma que puedan registrarse las medidas de los parámetros de interés de la turbina. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 9.850,00 | 98.500,00 |
| | TOTAL SUBCAPÍTULO 01.02 Turbina..... | | | | | | | | 12.973.040,00 |

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

| | | | UDS | LONGITUD | ANCHURA | ALTURA | PARCIALES | CANTIDAD | PRECIO | IMPORTE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | SUBCAPÍTULO 01.03 Linea eléctrica | | | | | | | | | |
| 01.03.01 | m | Cable eléctrico marino D=600 mm | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de un cable eléctrico marino de D=600 mm que asegura el corrector funcionamiento del mismo ante las condiciones existentes en el lugar de implantación. | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 3.000,00 | 615,54 | 1.846.620,00 |
| 01.03.02 | ud | Elementos auxiliares de fijación | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de todos los elementos necesarios para asegurar la correcta fijación del cable eléctrico, como por ejemplo: abrazaderas. | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | 10,00 | 800,00 | 8.000,00 |
| | | TOTAL SUBCAPÍTULO 01.03 Linea eléctrica..... | | | | | | | | 1.854.620,00 |
| | TOTAL CAPÍTULO 01 Turbina Marina..... | | | | | | | | | 35.912.199,50 |

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

| | | UDS | LONGITUD | ANCHURA | ALTURA | PARCIALES | CANTIDAD | PRECIO | IMPORTE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **CAPÍTULO 02 Caja de bornas** | | | | | | | | |
| 02.01 | Embarrado | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de embarrado eléctrico para la interconexión de todas las lineas electricas individuales de cada turbina. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 1,00 | 5.215,15 | 5.215,15 |
| 02.02 | Puesta a tierra | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de red de toma de tierra para estructura de hormigón del edificio compuesta por 80 m de cable conductor de cobre desnudo recocido de 35 mm² de sección para la línea principal de toma de tierra del edificio, enterrado a una profundidad mínima de 80 cm, 10 m de cable conductor de cobre desnudo recocido de 35 mm² de sección para la línea de enlace de toma de tierra de los pilares de hormigón a conectar y 2 picas para red de toma de tierra formada por pieza de acero cobreado con baño electrolítico de 15 mm de diámetro y 2 m de longitud, enterrada a una profundidad mínima de 80 cm. Incluso placas acodadas de 3 mm de espesor, soldadas en taller a las armaduras de los pilares, punto de separación pica-cable, soldaduras aluminotérmicas, registro de comprobación y puente de prueba. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio). | | | | | | | | |
| | | | | | | | 1,00 | 1.046,00 | 1.046,00 |
| 02.03 | Protecciones | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de protecciones para asegurar el correcto funcionamiento y evitar accidentes en las lineas. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 10,00 | 1.461,00 | 14.610,00 |
| 02.04 | Caja de confinamiento | | | | | | | | |
| | Suministro e instalación de caja para albergar la entrada de los cables de cada una de las turbinas y mediante los mecanismos existentes en su interior unirlo a una sola línea. | | | | | | | | |
| | | | | | | | 1,00 | 6.500,00 | 6.500,00 |
| | TOTAL CAPÍTULO 02 Caja de bornas..... | | | | | | | | 27.371,15 |

**TOTAL PRESUPUESTO**

TOTAL PRESUPUESTO..... 35.939.570,65

| **CONDICONES GENERALES** |
|---|
| Estos precios no incluyen IVA |

# RESUMEN DE PRESUPUESTO

| CAPITULO | RESUMEN | EUROS | % |
|---|---|---|---|
| 01 | Turbina Marina..... | 35.912.199,50 | 99,92 |
| 02 | Caja de bornas..... | 27.371,15 | 0,08 |
| | TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL | 35.939.570,65 | |
| | 13,00% Gastos generales..... 4.672.144,18 | | |
| | 6,00% Beneficio industrial..... 2.156.374,24 | | |
| | SUMA DE G.G. y B.I. | 6.828.518,42 | |
| | 21,00% I.V.A..... | 8.981.298,70 | |
| | TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA | 51.749.387,77 | |
| | TOTAL PRESUPUESTO GENERAL | 51.749.387,77 | |

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CINCUENTA Y UN MILLONES SETECIENTOS CUARENTA Y NUEVE MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y SIETE EUROS con SETENTA Y SIETE CÉNTIMOS

Torrelavega, a 30 de Junio de 2014.

La dirección facultativa

El promotor

# 4.2. VAN, TIR Y PERIODO DE RETORNO

## *4.2. **VAN, TIR Y PERIODO DE RETORNO***

INDICE DE CONTENIDOS:

4.2. VAN, TIR y PERIODO DE RETORNO ..... 3

4.2.1. Viabilidad del proyecto sin ayuda de subvenciones..... 5

4.2.2. Viabilidad del proyecto con una subvención ..... 7

4.2.3. Viabilidad del proyecto suponiendo un coste de venta del kWh de 20 céntimos ..... 10

4.2.4. Conclusión ..... 13

## 4.2. VAN, TIR y PERIODO DE RETORNO

Uno de los inconvenientes de estas tecnologías tan innovadoras son los elevados costes de fabricación y mantenimiento. La mayoría de proyectos de carácter renovables suelen estar apoyados por subvenciones del estado con el fin de minimizar costes de fabricación y mantenimiento. En el presente proyecto vamos a estudiar y comparar 3 casos de viabilidad, el desarrollo del proyecto sin subvenciones, el desarrollo con subvenciones y el caso ideal para obtener una viabilidad adecuada.

Para la determinación del coste de venta de la electricidad, se ha de tener en cuenta la legislación publicada en el Real Decreto el 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, el presente proyecto está recogido en el Grupo b.3.

El Grupo b.3, corresponde a Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la geotérmica, la de las olas, la de las mareas, la de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas.

Para este grupo, el coste de venta del kWh es el siguiente:

| Grupo | Subgrupo | Potencia | Plazo | Tarifa regulada c€/kWh | Prima de referencia c€/kWh | Límite Superior c€/kWh | Límite Inferior c€/kWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| b.3 | | | primeros 20 años | 6,8900 | 3,8444 | | |
| | | | a partir de entonces | 6,5100 | 3,0600 | | |

Para determinar la viabilidad, vamos a utilizar una serie de método de evaluación económica que nos pueden servir como aproximación para la aceptación de la viabilidad de un proyecto. Estos métodos son el VAN, el TIR y también determinaremos el Periodo de Retorno.

El VAN, es el valor actual neto, este método es el encargado de medir la rentabilidad del proyecto en valores monetarios deducida de la inversión, actualizando a una determinada tasa de descuento i de los flujos futuros. Este indicador permite seleccionar la mejor alternativa de la inversión.

El TIR, es la tasa interna de retorno, este método es el encargado de medir la rentabilidad como un porcentaje calculado sobre los saldos no recuperados en cada periodo, y muestra el porcentaje de rentabilidad promedio por periodo, definida como aquella tasa que hace al VAN igual a 0.

El Periodo de retorno sirve para determinar el momento en el que el proyecto comienza a generar beneficios y toda la inversión inicial ha sido amortizada.

### 4.2.1. Viabilidad del proyecto sin ayuda de subvenciones

En el primer caso, vamos determinar la viabilidad con las condiciones del proyecto sin la aplicación de ningún tipo de subvención, para poder observar los valores reales del proyecto sin ayudas.

Se tiene la siguiente tabla de valores iniciales, en función de la producción eléctrica del parque de turbinas y los costes de venta de la electricidad.

| | | | |
|---|---|---|---|
| Potencia unitaria [kW] | 500 | Producción diaria [kWh] | 96.000,00 |
| Nº turbinas [ud] | 10 | Producción diaria [MWh] | 96,00 |
| Potencia instalada [kW | 5000 | Producción anual [MWh] | 35.040,00 |
| Horas func diarias | 24 | | |
| Factor de func. | 80% | Ingresos anuales [€/año] | 1.689.979,20 |
| Precio kWh [€/kWh] | 0,0689 | Inversion[€] | 51.749.387,77 |
| Factor anual | 70% | Costes Totales( 5 años) | 6.209.926,53 |

Como podemos observar en la tabla anterior, obtenemos unos ingresos anuales de la turbina de 1.689.979,20 € pero hay que tener en cuenta los costes totales de mantenimiento, materiales, etc. que se contabilizan cada 5 años. Los costes totales anuales serán por tanto de 1.241.985,31 €. Por lo que habrá que descontarle los costes totales anuales a los ingresos obtenidos por la venta de la electricidad para obtener el beneficio total anual que será de 447.993,89 €.

Una vez determinados los ingresos y los gastos, podemos determinar el periodo de retorno, en este caso debido a los pocos beneficios producidos el periodo de retorno

será demasiado elevado. Serán necesarios 115 años hasta recuperar la inversión. En la siguiente tabla se muestran unos valores representativos del cálculo:

| | Años | 1 | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 116 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversión[€] | -51.749.387,77 | | | | | | | |
| Cash Flow[€] | | -51.301.393,88 | -47.269.448,83 | -42.789.509,90 | -38.309.570,96 | -33.829.632,03 | -29.349.693,09 | 217.903,88 |

Para determinar la aceptación del proyecto calcularemos el VAN y el TIR:

| | |
|---|---|
| VAN | -2.506.144 € |
| TIR | 10% |

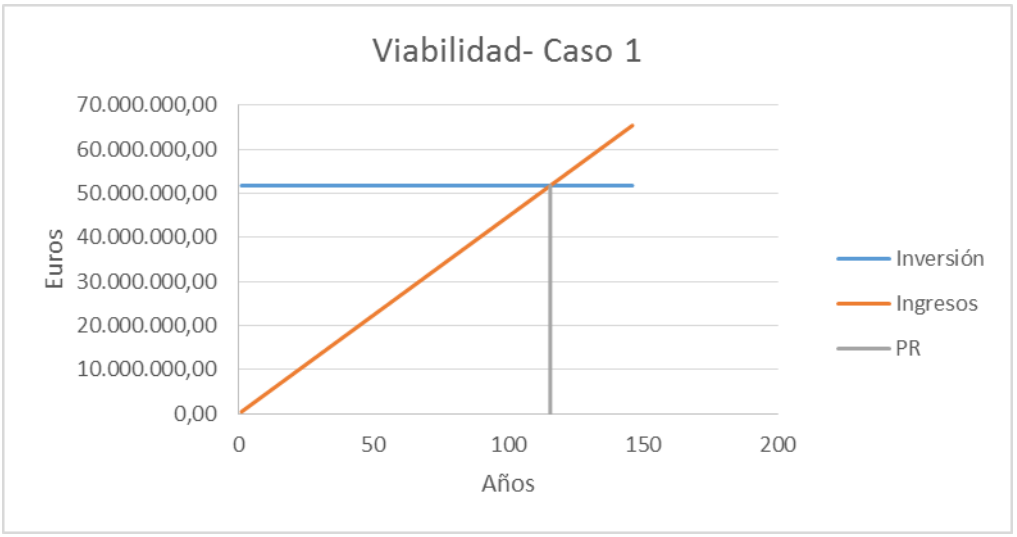
Los valores del VAN y el TIR no son valores totalmente excluyentes para el rechazo de un proyecto, pero si ayudan a la toma de decisiones. Los valores recomendados para la aprobación de un proyecto son:

VAN>0

TIR> 10%

Por lo que el caso de nuestro proyecto estaría rechazado por no ser viable económicamente en relación al VAN mientras que el TIR sería aceptable.

Los resultados del periodo de retorno se presentan en la siguiente gráfica:




### 4.2.2. Viabilidad del proyecto con una subvención

Para este caso vamos a mantener los valores anteriores pero obteniendo una subvención por parte del estado de un 60% de la inversión inicial y un 25% anualmente para los costes de material, mantenimiento, etc.

Para este caso tenemos la siguiente tabla de valores, la cual es la misma que la anterior pero aplicándole las subvenciones pertinentes.

| | | | |
|---|---|---|---|
| Potencia unitaria [kW] | 500 | Producción diaria [kWh] | 96.000,00 |
| Nº turbinas [ud] | 10 | Producción diaria [MWh] | 96,00 |
| Potencia instalada [kW] | 5000 | Producción anual [MWh] | 35.040,00 |
| Horas func diarias | 24 | | |
| Factor de func. | 80% | Ingresos anuales [€/año] | 1.667.904,00 |
| Precio kWh [€/kWh] | 0,068 | Inversion[€] | 51.749.387,77 |
| Factor anual | 70% | Subvención [60%] | 31.049.632,66 |
| | | Costes Totales( 5 años) | 6.209.926,53 |
| | | Costes Totales anuales | 1.241.985,31 |
| | | Subvención[25%] | 310.496,33 |

En la tabla anterior están aplicadas las subvenciones, por lo que la inversión inicial y los costes totales aplicándoles las inversiones serán los siguientes:

| | |
|---|---|
| Inversión inicial | 20.699.755,11 |
| Costes totales anuales | 931.488,98 |

Como se puede observar, los valores disminuyen considerablemente lo cual puede permitir que la viabilidad del proyecto mejore.

En este caso los ingresos producidos por las turbinas se mantienes pero los costes de inversión y de costes totales se reducen, el periodo de retorno obtenido para este caso es de 28 años lo cual supone una disminución considerable. La vida estimada del parque de turbinas es de 25 años por lo que un periodo de retorno de 28 se recupera posteriormente, pudiendo alargar la vida del parque de turbinas en función de su estado.

| | Años | 1 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Inversión[€] | -20.699.755,11 | | | | | | |
| Cash Flow[€] | | -19.941.264,89 | -13.114.852,91 | -9.322.401,81 | -5.529.950,71 | -1.737.499,60 | 2.054.951,50 |

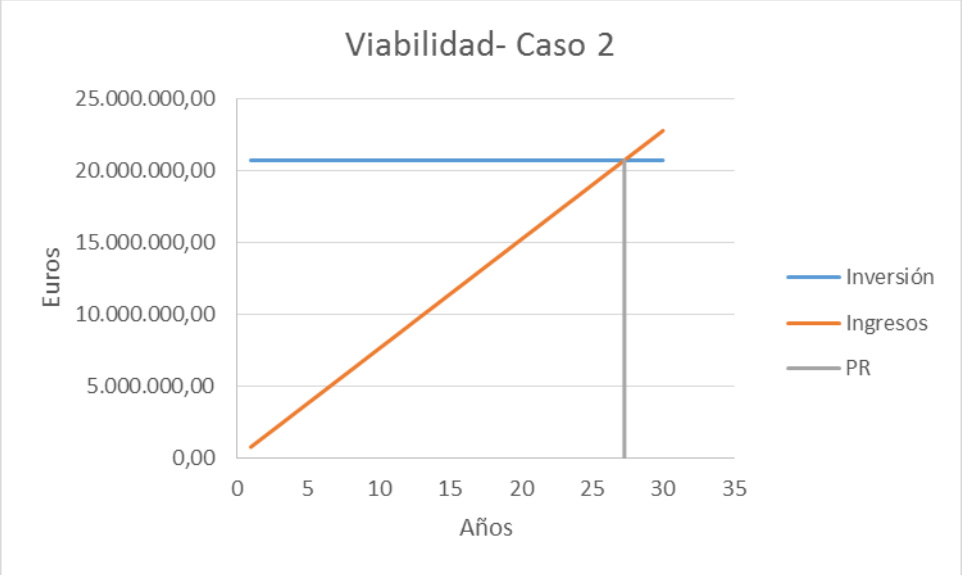
En este caso los valores obtenidos del VAN y el TIR son positivos y serán los siguientes:

| | |
|---|---|
| VAN | 52.370.353 € |
| TIR | 21% |

En este caso los valores del VAN y el TIR son favorables por lo que la viabilidad del proyecto en estas condiciones es aceptable en función al VAN y el TIR, el parámetro restrictivo es el periodo de retorno por superar la vida estimada del parque.

En este caso, habría que estudiar la viabilidad de la implantación, estudiando la posibilidad de realizar una nueva inversión a los 25 años si fuera posible aprovechar el parque y continuar funcionando más tiempo.

En la siguiente gráfica se observa el periodo de retorno con respecto a las inversiones e ingresos.



### 4.2.3. Viabilidad del proyecto suponiendo un coste de venta del kWh de 20 céntimos

En este último caso lo que vamos a determinar es el comportamiento de la viabilidad del proyecto si el coste de venta del kWh sería de 20 céntimos, puesto que el precio de 6 céntimos establecido en la legislación se podría considerar demasiado bajo.

En este caso no aplicaremos ninguna subvención del estado, para comprobar así que subiendo el precio de venta no sería necesaria una subvención tan grande así como las subvenciones anuales en costes.

Los datos iniciales en este caso serían los mostrados en la siguiente tabla:

| | | | |
|---|---|---|---|
| Potencia unitaria [kW] | 500 | Producción diaria [kWh] | 96.000,00 |
| Nº turbinas [ud] | 10 | Producción diaria [MWh] | 96,00 |
| Potencia instalada [kW] | 5000 | Producción anual [MWh] | 35.040,00 |
| Horas func diarias | 24 | | |
| Factor de func. | 80% | Ingresos anuales [€/año] | 4.905.600,00 |
| Precio kWh [€/kWh] | 0,2 | Inversion[€] | 51.749.387,77 |
| Factor anual | 70% | Costes Totales( 5 años) | 6.209.926,53 |

Como podemos observar en este caso, los ingresos anuales ascienden a casi 5 millones de euros. Los costes totales anuales son de 1.241.985,31 euros, por lo que el beneficio anual será la diferencia entre los costes totales y los ingresos anuales, por lo que el beneficio es de 3.663.614,69 euros.

Debido a que el beneficio anual es de casi 4 millones de euros, el periodo de retorno será más bajo que para el primer caso. En concreto, el periodo de retorno para este caso es de 14 años como se muestra en la siguiente tabla:

| | Años | 1 | 10 | 15 | 20 |
|---|---|---|---|---|---|
| Inversión[€] | -51.749.387,77 | | | | |
| Cash Flow[€] | | -48.085.773,08 | -15.113.240,83 | 3.204.832,63 | 21.522.906,10 |

Como podemos observar en el año 15 los beneficios ascienden a 3.204.832,63 euros.

En este caso los parámetros del VAN y el TIR aportan los siguientes valores:

| | |
|---|---|
| VAN | 351.180.904 € |
| TIR | 30% |

Para este caso los valores del VAN y el TIR resultan positivos por lo que la viabilidad del proyecto en estas condiciones es idónea puesto que el periodo de retorno es de 14 años también. En este caso todos los parámetros están dentro de los límites estipulados y el proyecto se puede considerar viable.

Este caso es el que menor periodo de retorno tiene, por lo que resultaría el más viable puesto que los beneficios serán muchos mayores que para el segundo caso al tener ingresos anuales tan elevados.

En la siguiente gráfica podemos ver el comportamiento del periodo de retorno, las inversiones y los ingresos.


Viabilidad- Caso 3
100.000.000,00
90.000.000,00
80.000.000,00
70.000.000,00
60.000.000,00
50.000.000,00
40.000.000,00
30.000.000,00
20.000.000,00
10.000.000,00
0,00
Euros
0
5
10
15
20
25
30
Años
Inversión
Ingresos
PR

### 4.2.4. Conclusión

Como se puede comprobar en los datos aportados anteriormente, la viabilidad es muy complicada en este tipo de proyectos debido a los grandes costes de fabricación, montaje y mantenimiento de esta tecnología frente a los bajos costes de producción.

Estos bajos costes en la producción son debidos al bajo precio del kWh, puesto que en el caso 3 si elevamos el coste de venta del kWh a 20 céntimos el proyecto saldría viable y tendríamos un periodo de retorno de 14 años.

El caso 1, en el que no utilizamos subvenciones y mantenemos el precio del kWh estipulado por la ley, podemos observar que la rentabilidad es imposible puesto que se trata de 115 años de periodo de retorno. En este caso habría que esperar para realizar el proyecto cuando los costes de fabricación y mantenimiento disminuyeran ya que es una tecnología de altos coste.

En el caso 2, podemos observar que con la ayuda de subvenciones podemos conseguir alcanzar la viabilidad ya que un periodo de retorno de 28 años podría ser considerado. La vida útil del parque es de 25 años, pero una vez pasado ese periodo se puede valorar su continuidad y si fuera necesario, se podrían hacer reparaciones y remplazar piezas defectuosas. Por lo tanto, este caso podría considerarse para su realización con una viabilidad muy ajustada.

Como hemos comentado anteriormente, el caso más favorable es el 3 puesto que sin ayuda de ninguna subvención y aumentando un poco el precio de venta del kWh

podríamos obtener un proyecto con una viabilidad bastante aceptable puesto que a partir del año 15 todo lo generado serían beneficios a excepción de los costes totales anuales.

Comparándolo con otras energías renovables, el coste del kWh es muy bajo puesto que la generación eléctrica para otras tecnologías sería mucho más rentable debido al incremento en el coste de venta. Por ejemplo, con la misma potencia generada de las turbinas si el recurso energético fuera biomasa en el caso sin subvenciones, el periodo de retorno se situaría en 30 años, si fuera el caso de una planta solar cuyo precio del kWh es muy superior, el periodo de retorno sería de 10 años puesto que el precio de venta es de 26 céntimos.

Por lo tanto, esta energía al estar en fase de desarrollo tiene una serie de dificultades puesto que los precios de fabricación son muy altos y el precio de venta del kWh muy bajo. Estas dificultades irán disminuyendo a medida que el desarrollo de esta tecnología aumente y alcance las magnitudes de desarrollo que tienen las eólicas, solares, geotermias, etc.