



GRADO EN ECONOMÍA
CURSO ACADÉMICO 2016/2017

TRABAJO FIN DE GRADO

**EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL: ESTRUCTURA Y
FORMACIÓN DE PRECIOS**

**THE SPANISH ELECTRICITY MARKET: STRUCTURE
AND PRICE FORMATION**

AUTORA: ESTHER BONILLA MARTÍNEZ

DIRECTOR: PEDRO ÁLVAREZ CAUSELO

18 DE SEPTIEMBRE DE 2017

ÍNDICE

| | |
|----------------------------------------------------------------|----|
| RESUMEN..... | 1 |
| ABSTRACT | 2 |
| 1 INTRODUCCIÓN..... | 3 |
| 2 EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL | 4 |
| 2.1 MARCO HISTÓRICO Y REGULATORIO..... | 4 |
| 2.2 ORGANIZACIÓN Y ESTRUCTURA..... | 6 |
| 2.2.1 Generación | 7 |
| 2.2.2 Transporte..... | 10 |
| 2.2.3 Distribución | 13 |
| 2.2.4 Comercialización | 13 |
| 3 FORMACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD | 16 |
| 3.1 ANÁLISIS DE LA COMPONENTE DE MERCADO | 17 |
| 3.2 ANÁLISIS DE LA COMPONENTE REGULADA | 17 |
| 3.3 MERCADO MAYORISTA..... | 19 |
| 3.3.1 Mercado diario | 20 |
| 3.3.2 Mercado intradiario..... | 21 |
| 3.4 MERCADO MINORISTA | 22 |
| 4 DESCRIPCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS..... | 24 |
| 4.1 DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO A LOS PVPC | 24 |
| 4.2 TARIFAS REGULADAS | 26 |
| 4.2.1 Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)..... | 26 |
| 4.2.2 Precio fijo anual | 27 |
| 4.2.3 Tarifas de último recurso..... | 27 |
| 4.3 TARIFAS EN EL MERCADO LIBRE | 28 |
| 4.4 LAS TARIFAS DE ACCESO..... | 28 |
| 4.4.1 Según tensión y potencia contratada | 28 |
| 4.4.2 Según la discriminación horaria escogida | 29 |
| 4.5 CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES | 31 |
| 4.5.1 Consumidores con derecho a acogerse al PVPC | 31 |
| 4.5.2 Consumidores sin derecho a acogerse al PVPC | 32 |
| 5 CONCLUSIONES..... | 34 |
| 6 BIBLIOGRAFÍA..... | 35 |

ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Esquema de la evolución temporal del sistema eléctrico español | 6 |
| Figura 2. Actividades del sistema eléctrico | 7 |
| Figura 3. Evolución potencia instalada nacional..... | 8 |
| Figura 4. Estructura de generación anual de energía eléctrica en 2016..... | 9 |
| Figura 5. Demanda de energía eléctrica 12/07/2017 | 9 |
| Figura 6. Generación eléctrica de las diferentes tecnologías 12/07/2017..... | 10 |
| Figura 7. Evolución de la red de transporte..... | 11 |
| Figura 8. Evolución del saldo de los intercambios internacionales físicos anuales..... | 12 |
| Figura 9. Zonas en las que operan las principales distribuidoras | 13 |
| Figura 10. Listado de holdings de las principales empresas eléctricas españolas | 14 |
| Figura 11. Listado de costes incluidos en la factura de la luz..... | 16 |
| Figura 12. Funcionamiento del sistema eléctrico español | 17 |
| Figura 13. Curvas agregadas de oferta y demanda 12/07/2017..... | 21 |
| Figura 14. Componentes del precio medio final de la energía en 2016..... | 22 |
| Figura 15. Comparativa de precios subastas CESUR y precio mercado diario | 25 |
| Figura 16. Evolución de las tarifas eléctricas | 26 |
| Figura 17. Estructura del PVPC | 26 |
| Figura 18. Consumidores con derecho al PVPC..... | 31 |
| Figura 19. Consumidores sin derecho al PVPC | 32 |
| | |
| Tabla 1. Desglose componente regulada entre 2012 y 2016 | 19 |
| Tabla 2. Relación de tarifas y sus potencias | 29 |
| Tabla 3. Horario de las tarifas con dos periodos | 30 |
| Tabla 4. Horario de las tarifas con tres periodos | 30 |
| Tabla 5. Horario de la tarifa 3.0A | 30 |
| Tabla 6. Horario de la tarifa 3.1A | 30 |
| Tabla 7. Consumidores abastecidos por comercializadoras de referencia | 31 |
| Tabla 8. Consumidores abastecidos por comercializadoras libres | 31 |
| Tabla 9. Consumidores abastecidos por comercializadoras de referencia | 32 |
| Tabla 10. Consumidores abastecidos por comercializadoras libres | 33 |

RESUMEN

El sector eléctrico español tiene un complejo funcionamiento, ya que en él participan varios organismos públicos y empresas privadas, desde que se produce la energía hasta que llega a los hogares. El sistema eléctrico está formado por cuatro actividades que velan para que la energía llegue al consumidor garantizando su seguridad y calidad al menor coste posible y disminuyendo los efectos nocivos sobre el medio ambiente.

En este trabajo se pretenden conseguir tres objetivos principales: el primero de ellos trata de analizar el sector eléctrico en España, el segundo, quiere explicar cómo se forman los precios de la electricidad y sus componentes; el último, quiere mostrar las diferentes tarifas que existen en el mercado y cuál es la más adecuada para cada consumidor. Para analizar el sector se describe el funcionamiento y organización del Sistema Eléctrico Español, las actividades que lo forman y también se muestran las principales normas y leyes que regulan su comportamiento. La Ley actual 24/2013 fue establecida a finales de 2013 después de varios cambios normativos desde la anterior Ley 54/1997, en la que se liberalizaron las actividades de generación y comercialización. Los precios se forman gracias a dos componentes, la componente de mercado formada por los costes que surgen de producir la energía en el mercado mayorista, la componente regulada incluye los demás costes del sistema abonados por las comercializadoras al Gobierno. Las tarifas de la luz que existen en España son muy variadas y se dividen en varios grupos según la potencia contratada, la tensión y la discriminación horaria, van desde los grandes consumidores a los consumidores de los hogares.

Palabras clave: liberalización, sistema eléctrico, consumidores, precios, tarifa.

ABSTRACT

The Spanish electricity sector entails a complex operation system as it involves several public organizations and private companies. From where the energy is produced until it reaches households. The electrical system consists of four activities which control that the energy gets to the consumer in safety and quality conditions at the lowest possible cost and reducing harmful effects on the environment.

This paper aims to achieve three main objectives: the first one is to analyze the electricity sector in Spain, the second one wants to explain how electricity prices and its components are formed, and the last one wants to show different electricity fees in the market and which is the most suitable for each consumer. The operation and organization of the Spanish electricity system are described in order to analyze the sector. Moreover, the activities that take place within the system and the main rules and laws that regulate it are explained. The current Law 24/2013 was established at the end of 2013 after several regulatory changes since the previous Law 54/1997, in which the generation and marketing activities were liberalized. Prices are formed by two components. The market component consists of the costs that arise from producing energy in the wholesale market. The regulated component includes the other costs of the system paid by the marketers to the government. The electricity fees that exist in Spain are very assorted and are divided into several groups according to contracted power, tension and time discrimination, from big companies to consumers in households.

Key words: liberalization, electrical system, consumer, prices, fee

1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica supone un asunto de gran importancia a nivel mundial desde su origen en el siglo XVIII, fecha desde la cual ha ido evolucionando en el tiempo y se ha ido incorporando a todos los sectores de la sociedad. Se convirtió en un sector fundamental no solo para el desarrollo económico sino también supuso un importante cambio social.

A lo largo de los años el sector eléctrico fue considerado como un monopolio natural, pero gracias a los cambios normativos experimentados en los últimos años se han realizado diversas modificaciones en su regulación y estructura, especialmente desde el año 1998 con la liberalización de las actividades de generación y comercialización. Además, el Estado interviene para regular el correcto funcionamiento y la formación de los precios.

La electricidad es necesaria para poder realizar la mayoría de actividades de nuestro día a día, por esta razón y al ser un tema de actualidad, puesto que cada año el Gobierno lleva a cabo medidas para mejorar el sector, me he animado a elaborar el trabajo fin de grado sobre esta temática.

Con este trabajo se pretenden conseguir tres objetivos principales: por un lado, analizar el sector eléctrico en España desde una perspectiva que sea útil, por otro lado, explicar cómo se forman los precios de la electricidad y sus componentes; por último, dar a conocer las diferentes tarifas que existen en el mercado y cuál es la más apropiada para consumidor. Además, se intentará responder a preguntas como: ¿Cuál es la estructura y el funcionamiento del sector eléctrico español? ¿Conocemos lo que nos cobran en la factura eléctrica? ¿Qué posibilidades tengo a la hora de contratar el suministro eléctrico?

Para alcanzar estos objetivos, el trabajo está estructurado en cinco capítulos: a continuación de la introducción, el segundo capítulo se centra en hacer un repaso de la evolución histórica y normativa por la que ha ido pasando el sector eléctrico a lo largo de los años, y describir la estructura del sistema detallando las cuatro actividades que lo componen (generación, distribución, transporte y comercialización). A continuación, en el tercer capítulo se detalla cómo tiene lugar la formación de los precios de la electricidad, las componentes y los costes que constituyen los precios, y tras ello el funcionamiento de los mercados por los que circula la energía desde su generación hasta llegar al consumidor. Las tarifas de acceso y su descripción son recogidas en el cuarto; y para finalizar, las conclusiones serán expuestas en el quinto capítulo.

2 EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

2.1 MARCO HISTÓRICO Y REGULATORIO

Orígenes del Sector Eléctrico

La aparición de la electricidad en España tiene lugar a finales del siglo XIX, cuando se instala el primer generador eléctrico en Barcelona, capaz de alumbrar las Ramblas, el Castillo de Montjuic y parte del Paseo de Gracia. En Madrid se establece la primera central eléctrica dedicada al suministro público en 1881. Los primeros suministros eléctricos hacen que se constituya la Sociedad Española de Electricidad, que se considera la primera empresa eléctrica española (Energía y sociedad, 2017).

En pocos años se llevó a cabo el gran desarrollo del sector de la electricidad con la corriente alterna acabando así con uno de los principales inconvenientes del sector; en 1909 se creó la línea de transporte con mayor tensión y longitud de Europa (UNESA, 2016). El suministro eléctrico se declaró como público en 1924¹ y las empresas tenían que establecer unas tarifas reguladas públicas y estar bajo la supervisión de la administración (Alonso, 2015).

Creación de Unesa y crisis del petróleo

Tras la Guerra Civil, en España se observó un considerable déficit en el abastecimiento eléctrico, debido a que muchas infraestructuras habían sido dañadas y a una fuerte sequía en 1944-1945 que afectó al sector hidroeléctrico; además, hubo un fuerte crecimiento de la demanda al que no se supo hacer frente. Por estos motivos fue necesaria la creación en 1944 de la sociedad Unidad Eléctrica, S.A (UNESA) integrada por 18 compañías eléctricas, que ayudó en la interconexión de los distintos sistemas regionales favoreciendo el intercambio de electricidad disponible. Esto hizo posible la formación de un sistema único, el Sistema Eléctrico Nacional, al unir todos los centros de producción y consumo (UNESA, 2016).

En los años siguientes el sector eléctrico creció notablemente, ya que surgieron las centrales de fuel-oil, gracias a la estabilidad de los precios del petróleo, y la primera central nuclear en Guadalajara; pasando así las centrales hidráulicas a un segundo plano². Sin embargo, esta realidad duró hasta que en 1973 se declaró la primera crisis del petróleo, y con la segunda en 1979 se tomaron decisiones para disminuir la gran dependencia del petróleo que estaba teniendo el sector. Se establecieron centrales de carbón y aparecieron las energías renovables y la cogeneración (Energía y sociedad, 2017).

Marco Legal Estable

Después de las crisis del petróleo y aunque se empezaron a utilizar nuevas alternativas al petróleo, se produjeron importantes problemas estructurales y financieros entre los que destacó un fuerte endeudamiento con altos tipos de interés en el sector eléctrico³. Debido a los sucesivos inconvenientes fue necesario que surgiera un cuerpo regulatorio denominado Marco Legal Estable (MLE), aprobado en el Real Decreto 1538/1987 y vigente entre 1988 y 1997.

¹ Decreto de 19 de abril de 1924 en el que las empresas eléctricas tenían que prestar el servicio público de forma regular (Alonso, 2015)

² Las centrales hidroeléctricas no tenían tantas repercusiones en la producción de energía pasaron de un 84% en 1960 al 50% en 1970. (Energía y sociedad (2017)

³ La deuda del sector llegó a estar por encima del triple de sus ingresos (BizcaiLab, 2012)

Estaba formado por normas y leyes que tenían por objetivo el facilitar un marco de referencia estable para todos los componentes del sector y así reducir el desequilibrio financiero; el Estado era el encargado de su regulación. Esta estabilidad se consiguió principalmente gracias a la implantación de un nuevo procedimiento para la determinación de la nueva “tarifa Integral” que se entendía como una remuneración global del sistema eléctrico español aplicada por el sistema de ingresos y los costes estándares instaurados anualmente por la Administración, dejando atrás los costes reales utilizados hasta este momento, ya que se buscaba una mayor eficiencia en este nuevo método (BizcaiLab, 2012).

Además, las empresas eléctricas encargadas de funciones de generación obtenían una retribución de los costes estándares, ya que los ingresos obtenidos eran repartidos entre las diversas empresas del sector para así recobrar estos costes fijos. Este reparto fue necesario debido a las irregularidades existentes entre la actividad de generación y distribución en cada operador (Agosti y otros, 2007).

Liberalización

El primer paso hacia la liberalización y la creación de un mercado único tuvo lugar en 1996 con la Directiva Europea 96/92/CE, en la que se establecían las principales bases para que en un plazo de dos años los países cambiaran la legislación del sector eléctrico; a partir de unos principios de liberalización de precios y desregularización de las actividades de comercialización y generación (Gallego y Victoria, 2012). Las diferentes reformas querían promover una competencia abierta en determinadas actividades del sector eléctrico para así conseguir una mayor eficiencia de los recursos (Blanco, 2005).

España fue de los más rápidos y primeros países en adoptar los criterios establecidos en la Directiva, el 1 de enero de 1998 con la Ley 54/1997. Esta ley establecía una diferencia entre las actividades reguladas por el Estado (Transporte y Distribución) y las sujetas a un régimen de libre competencia (Generación y Comercialización).

Al liberarse el mercado minorista se estableció un calendario para que los consumidores eligieran libremente el suministrador de energía y así impulsar la competencia entre las diversas empresas del sector. Se sucedieron una serie de normativas europeas hasta que en el 2009 se pudo decir que el sector estaba ya liberalizado.

Uno de los grandes cambios que supuso este proceso de apertura del mercado fue el cambio en el control de las empresas, ya que antes de 1998 las empresas estaban integradas verticalmente; sin embargo, a partir de entonces las nuevas compañías que surgen están dedicadas casi exclusivamente a una actividad (Agosti y otros, 2007). Por su parte, la Directiva Europea requería que existiera por lo menos una separación contable entre las labores de generación, distribución y transporte (Blanco, 2005).

Ley actual del Sector Eléctrico

El 26 de diciembre de 2013 se publicó la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013, después de dieciséis años de vigencia de la anterior ley. En los últimos años se habían llevado a cabo numerosos cambios normativos con medidas urgentes, por lo que era necesario la aplicación de un nuevo marco normativo por diferentes motivos:

- Insuficiencia para garantizar el equilibrio financiero porque el método de retribución tenía poca flexibilidad a los cambios que se estaban produciendo en la economía
- Alta inversión en redes de transporte y distribución y la inserción de energías renovables con altos costes y baja eficiencia

- Exceso de capacidad de las centrales térmicas de ciclo combinado
- Ausencia de crecimiento de la demanda energética debido especialmente a la crisis económica

Todo esto provocó una gran inestabilidad entre ingresos y gastos que dieron lugar a un déficit tarifario⁴, debido a un aumento considerable de costes por decisiones de política energética, cada vez más difícil de resolver (BOE 24/2013). España llegó a un punto en el que su sistema eléctrico no era sostenible ni económicamente ni técnicamente, por lo que era indispensable su modificación.

Esta ley tiene como objetivo el garantizar el suministro eléctrico bajo los principios de sostenibilidad económica y financiera del sistema en el que según su Artículo 13.4 “los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema eléctrico”. Las principales novedades para cumplir esta finalidad son:

- El suministro eléctrico pasa a considerarse como un servicio de interés económico general⁵.
- Se trata de regular los desajustes temporales entre ingresos y gastos, el déficit de ingresos no podrá sobrepasar el 2% de los ingresos estimados y a su vez la deuda acumulada por esta discordancia no podrá rebasar el 5% de estos ingresos.
- La regulación de unos nuevos precios sustitutivos a la tarifa de último recurso
- Se eliminan los dos grupos existentes en la producción de energía, régimen ordinario y especial (BOE 24/2013).

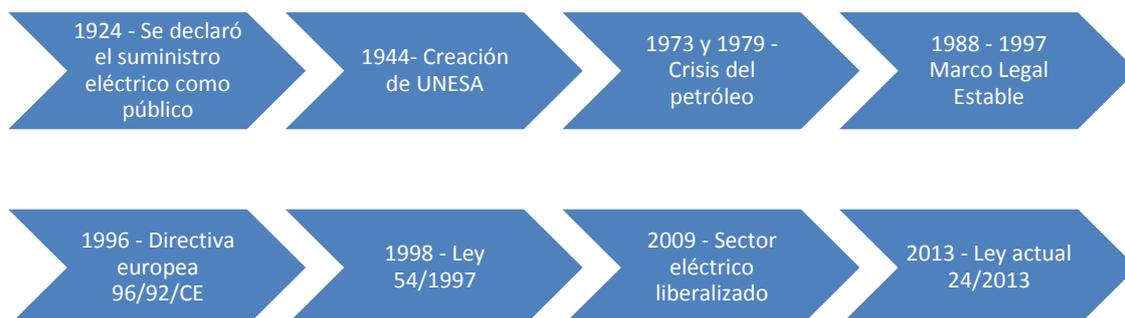


Figura 1. Esquema de la evolución temporal del sistema eléctrico español

2.2 ORGANIZACIÓN Y ESTRUCTURA

Los sistemas eléctricos se encargan de cubrir las necesidades de electricidad de un determinado territorio, pero en el caso español destaca además el garantizar la seguridad y calidad del suministro, reducir el impacto medioambiental y producir al mínimo coste posible (Castro-Rodríguez, 2007).

El sistema eléctrico español se compone de cuatro actividades principales que intervienen para que la energía generada llegue a los consumidores. Además, se incluyen los intercambios intracomunitarios e internacionales y la gestión económica y técnica del sistema (Artículo 1.2 – Ley 24/2013).

⁴ Desde el año 2000 se ha producido un déficit de 36.786 millones de euros (Bolea, 2014)

⁵ Los servicios de interés económico general (SIEG) son actividades de servicio comercial que cumplen misiones de interés general y que están sujetas a obligaciones específicas de servicio público. Entre ellos figuran las redes de transporte, energía, comunicación y los servicios postales. (<http://eur-lex.europa.eu>)

El encargado de supervisar y coordinar la generación de energía eléctrica y de su transporte en tiempo real es el Centro de Control Eléctrico (CECOEL) perteneciente a Red Eléctrica de España (REE).

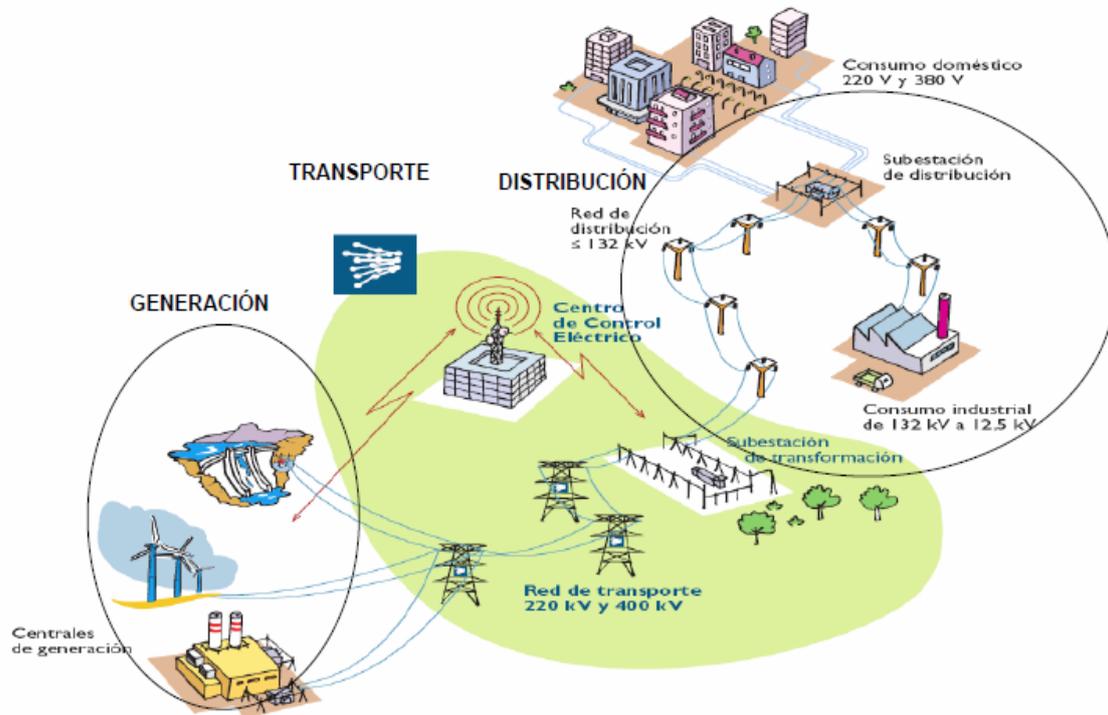


Figura 2. Actividades del sistema eléctrico
Fuente: REE (2017)

2.2.1 Generación

Es la encargada de producción de energía eléctrica usando diferentes técnicas según sean las fuentes primarias de energía que se usen, su flexibilidad y sus costes. En España estaban divididas en dos grupos según la Ley 54/1997:

- Régimen ordinario: nuclear, hidráulica, carbón, ciclo combinado, fuel/gas.
- Régimen especial: cogeneración, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, hidráulica, biomasa, residuos y tratamiento residual.

Es el Título IV de la ley 24/2013 el que regula la producción de energía y el desarrollo en régimen de libre competencia por los productores, que se enfrentan para producir energía según la variabilidad en los costes de los combustibles y de la eficiencia de cada tipo de energía (Ríos y otros, 2011).

Muchas compañías se encargan de esta actividad ya que al estar el mercado liberalizado les es más fácil establecerse en cualquier lugar; sin embargo, se encuentran un claro inconveniente que es la considerable cantidad de capital necesaria para realizar la inversión (CNMC⁶, 2012). Aunque existen varias empresas la mayor parte de la producción es realizada por cinco empresas: Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, EDP y E. ON

⁶ CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Por otro lado, las plantas de generación deben estar bien coordinadas con el resto de actividades debido a que la electricidad no es almacenable y tiene que preverse la cantidad necesaria para el consumo. Además, el sistema tiene que habilitar un margen de reserva para no interrumpir el suministro eléctrico si se produce un fallo en las centrales o en las redes de transporte (Vives, 2006).

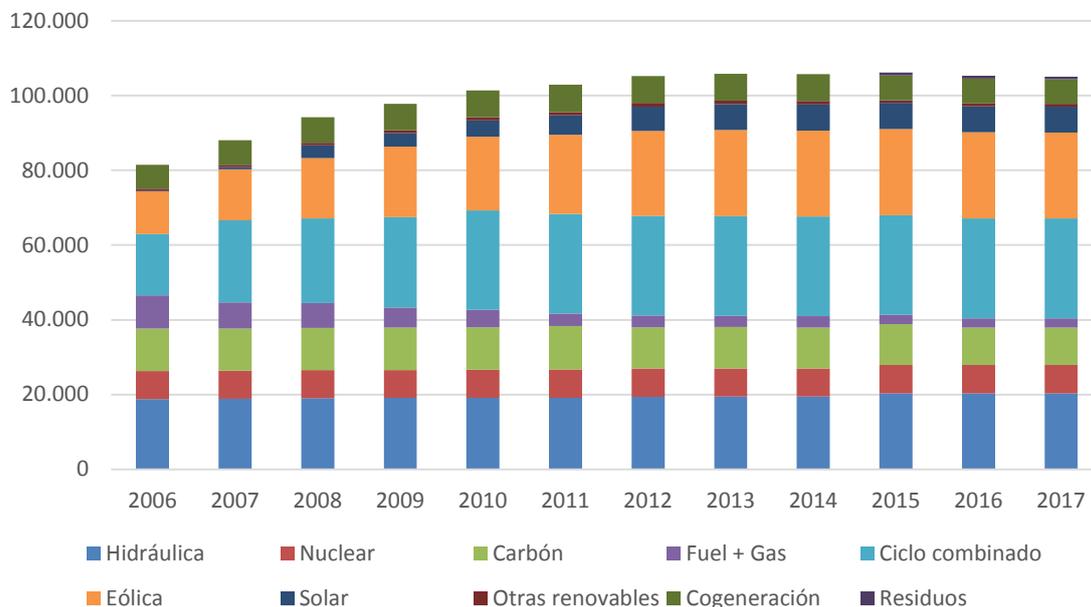


Figura 3. Evolución potencia instalada nacional (MW)
Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE (2017)

En la Figura 3 se puede ver la evolución de potencia instalada de las distintas tecnologías si estuviesen trabajando todas las instalaciones a pleno rendimiento para hacer frente a la demanda de energía que pueda darse, a finales de 2016 la potencia instalada del sistema eléctrico español alcanzó los 105.279 MW. Por un lado, se observa que las energías renovables siguen en crecimiento, siendo la eólica la más significativa seguida por la solar; por otro lado, está la sustitución del fuel-gas por la producción de ciclo combinado, que en los últimos años se ha ido extendiendo debido a su bajo precio.

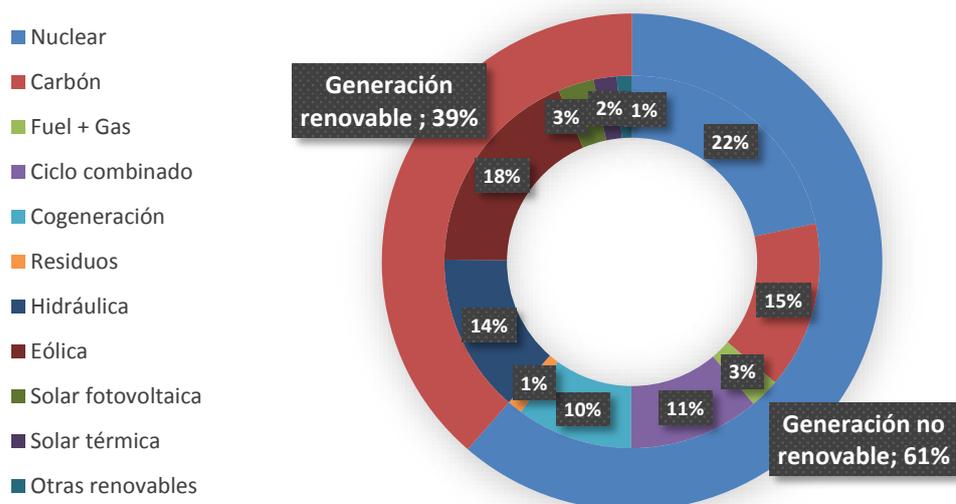


Figura 4. Estructura de generación anual de energía eléctrica en 2016
Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE (2017)

El mix de generación español es muy variado y equilibrado pudiendo aprovechar las ventajas de las diferentes energías como se observa en la Figura 4. Las energías renovables han alcanzado el 39% especialmente gracias al aumento de energía hidráulica; sin embargo, las energías no renovables han disminuido un 4% respecto al año 2015⁷.

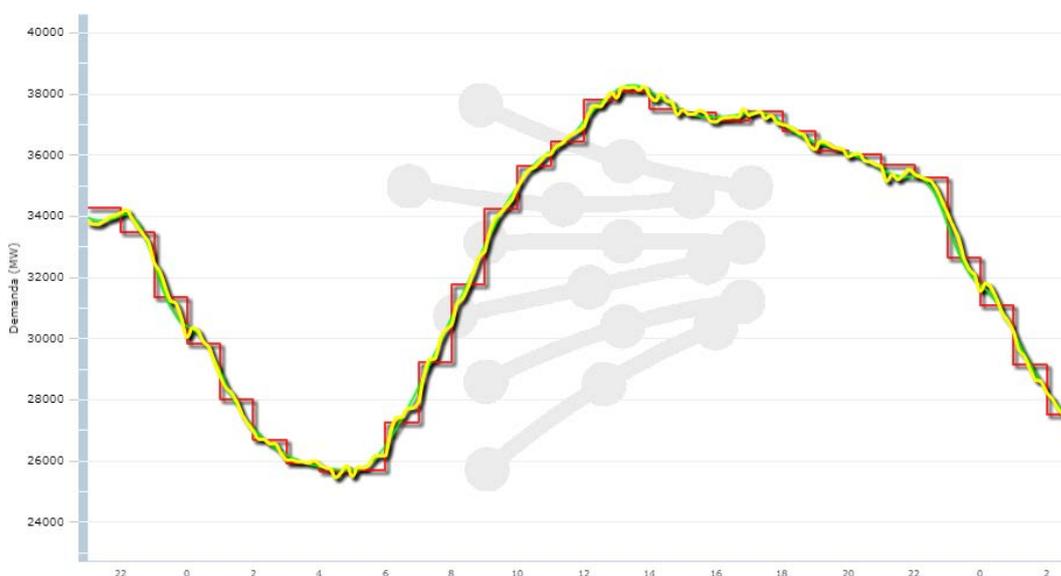


Figura 5. Demanda de energía eléctrica 12/07/2017
Fuente: REE (2017)

La producción de energía eléctrica tiene que estar pendiente de los cambios en la demanda que se puedan dar, ya que varía según tres variables: actividad económica,

⁷ Debido principalmente a la baja de cinco instalaciones de producción de carbón (REE,2017)

laboralidad y las condiciones climatológicas. En la Figura 5 se expresa la demanda prevista por la REE (curva verde), la programación horaria operativa (línea roja) resultante de la casación de las curvas del mercado diario e intradiario y la demanda real (curva amarilla).

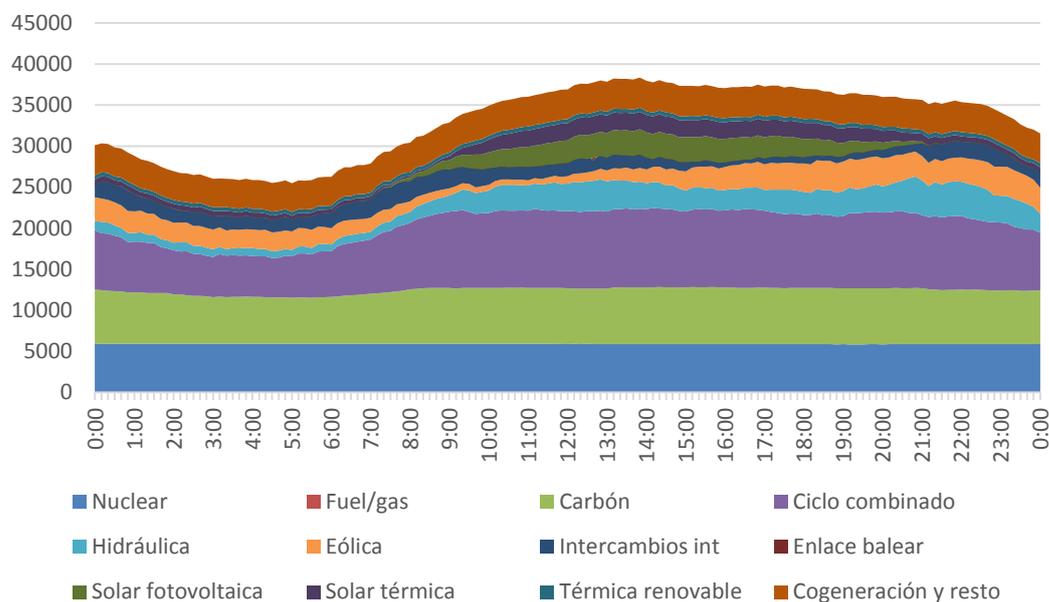


Figura 6. Generación eléctrica de las diferentes tecnologías 12/07/2017
Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE (2017)

En la Figura 6 se puede ver la composición del mix de generación español a lo largo de un día concreto para abastecer la demanda de energía necesaria en ese día (Figura 5)

2.2.2 Transporte

La energía producida necesita ser trasladada a grandes distancias desde las plantas de generación, a consumidores industriales ya conectados de forma directa a la red de transporte o a subestaciones de transformación, a través de líneas de alta tensión. Después pasaría a las líneas de media y baja tensión utilizadas por la actividad de distribución que se describirá en el próximo punto. Se pueden distinguir dos tipos de transporte:

- Transporte primario: instalaciones con tensiones nominales mayores o iguales a 380kV y las interconexiones internacionales.
- Transporte secundario: instalaciones con tensiones nominales mayores o iguales a 220kV no incluidas en el transporte primario, y otras instalaciones menores a 220kV que cumplan funciones de transporte.

Esta actividad está regulada y tiene carácter de monopolio natural, ya que de este modo consigue ser más rentable y eficiente en el mercado de la electricidad (Alonso, 2015). REE⁸ es el encargado de su funcionamiento desde 1985, año en el que se nacionalizó como operador y gestor de la red de transporte para así asegurar una mejor calidad del servicio y seguridad del suministro. Además, es un transportista único ocupado del desarrollo y ampliación de la red y, por tanto, tiene que respaldar el mantenimiento y mejoras posibles en la red de transporte.

⁸ Red Eléctrica de España se creó en 1985 en aplicación de la Ley 49/1984, fue la primera empresa en el mundo dedicada en exclusividad al transporte y operación del sistema eléctrico (REE, 2016)

En el proceso de transporte la energía va sufriendo pérdidas por el efecto Joule, ya que parte se transforma en calor, por lo que para reducir estos efectos la energía es convertida en alta tensión para su mejor traslado (Ríos y otros, 2011). Disminuir estas pérdidas al mínimo posible y asegurar el suministro eléctrico en todo momento, son los dos principales objetivos de la red de transporte (REE, 2009).

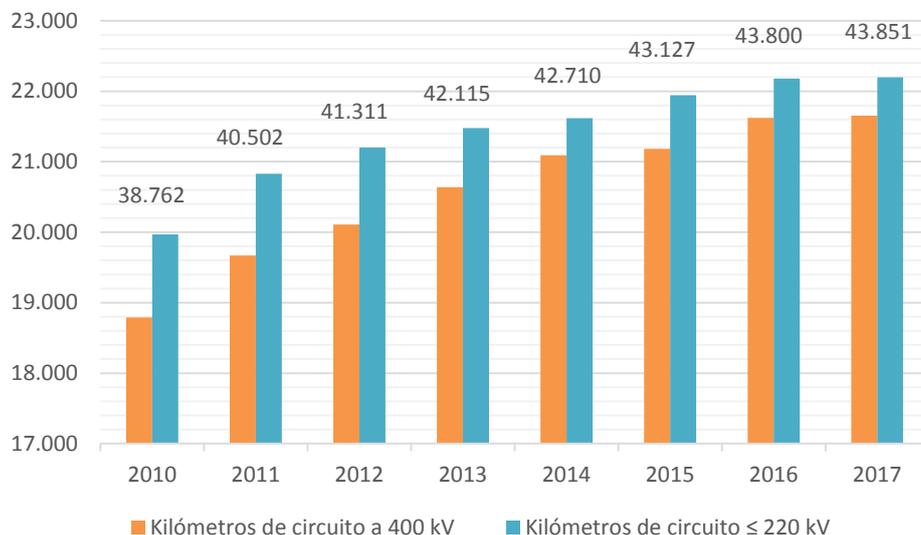


Figura 7. Evolución de la red de transporte
Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE (2017)

La red de transporte española de alta y baja tensión se ha ido extendiendo en los últimos años como se observa en la Figura 7. En el 2016 se ha seguido fortaleciendo gracias a 673 km más, llegando a un total de 43.800 km de circuito eléctrico.

Intercambios intracomunitarios e internacionales

En ocasiones la energía producida no logra cubrir la demanda debido a un consumo imprevisto o a que algún centro de generación no funciona de manera temporal. Es entonces cuando reciben un respaldo inmediato de un sistema próximo, así surgen las interconexiones; si se llevan a cabo libremente entre las Comunidades Autónomas, se denominan intercambios intracomunitarios.

Además, un sistema eléctrico que quiera funcionar eficazmente tiene que fortalecer también las interconexiones internacionales, compuestas por líneas y subestaciones eléctricas, ya que supone una serie de ventajas para su correcto desarrollo:

- Contribuyen a la seguridad, continuidad y calidad del suministro eléctrico
- Aumentan la eficiencia y competitividad de los sistemas eléctricos vecinos, ya que se aprovechan las diferencias de precios y la energía fluye desde donde es más barata generarla hasta donde es más cara, y así se reduce el precio de la energía
- Producen una mejor integración de las energías renovables que hacen el suministro más sostenible y optimizan los recursos energéticos

España cuenta con un sistema eléctrico muy solvente a nivel nacional gracias a una red de transporte altamente mallada; sin embargo, sufre un aislamiento significativo con respecto a Europa, por eso es conocida como una “isla eléctrica”. Esto es

perjudicial ya que el sistema eléctrico europeo es uno de los sistemas más robustos y seguros del mundo.

La Unión Europea en el Consejo Europeo de Barcelona en marzo de 2002, aconsejó a los países pertenecientes a ella que deberían llegar al 2020 con un mínimo de un 10% de la ratio de interconexión en relación con su potencia de generación instalada, para así poder beneficiarse de las ventajas de los intercambios internacionales, eliminar los sistemas aislados y promover el Mercado Único de la electricidad. Este propósito se aumentó en el 2014 a un 15% para el año 2030.

España está conectada e intercambia energía con sus países vecinos: al sistema eléctrico europeo a través de Francia y Andorra, con el norte de África por Marruecos; y a Portugal formando el sistema eléctrico ibérico, regulado y promovido por el Mercado Ibérico de Energía Eléctrica (MIBEL).

Gracias a la última interconexión subterránea construida y en funcionamiento entre España y Francia a través de los Pirineos orientales, la ratio de interconexión en España llegó al 2,8%, aunque todavía muy por debajo del objetivo europeo. Sin embargo, este proyecto de 64,5 km y una inversión de 700 millones de euros consiguió cumplir el propósito de duplicar los valores de la capacidad de intercambio de 1400 a 2800 MW (REE, 2015)

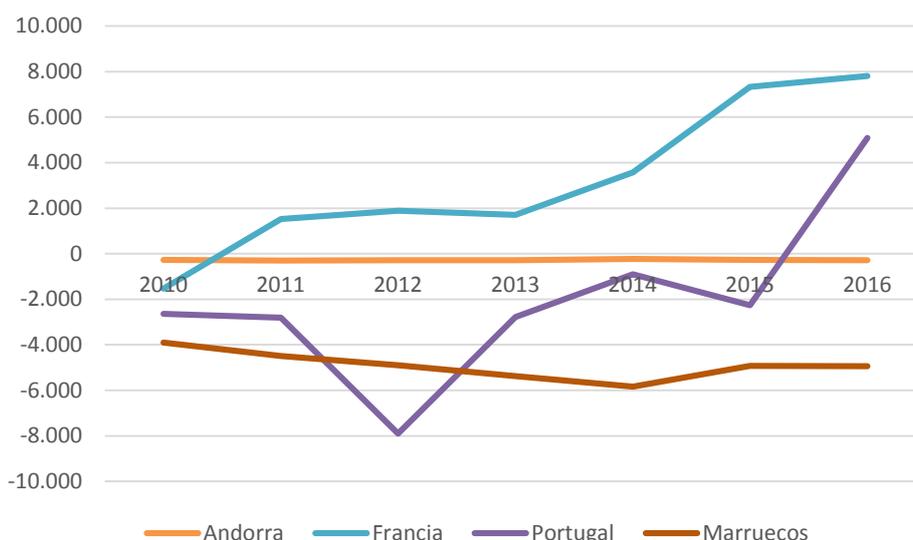


Figura 8. Evolución del saldo de los intercambios internacionales físicos anuales (GWh)

Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE (2017)

El saldo de intercambios de energía en el año 2016 ha resultado importador, el primero desde el año 2003; además, el volumen de energía ha crecido en un 41,7% respecto al año anterior. En la Figura 8 resaltan Francia y Portugal ya que han sido los dos países que han pasado de tener un saldo exportador a saldo importador, mientras que Andorra y Marruecos se abastecen gracias a nuestras exportaciones. La interconexión entre España y Francia en el último año ha destacado a nivel importador, sobre todo en los meses de verano, debido a los bajos precios de la energía en Francia; sin embargo, en los meses de invierno por los problemas de suministro de las centrales nucleares del sistema eléctrico francés, se exportaron 4.334 GWh.

2.2.3 Distribución

La energía generada hay que conducirla desde las redes de transporte de alta tensión o desde otras redes de distribución, o también desde la generación conectada directamente a la red de distribución, hasta los puntos de consumo, formados por los hogares e industrias. El voltaje de la energía se disminuye para poder utilizar las líneas de media – baja tensión para transferir la energía en distancias cortas. Las instalaciones de distribución son aquellas con tensiones inferiores a 220 kV, además de subestaciones (centros de transformación) y centros de control.

Esta actividad también es una de las actividades reguladas por el sector eléctrico, aunque en este caso se lleva a cabo por empresas privadas. En el Artículo 14 - Ley 17/2007 se estableció que las sociedades mercantiles que se dedicaran a actividades reguladas (transporte y distribución) solo podrían dedicarse exclusivamente a éstas y no a las destinadas a producción y comercialización.

Las empresas distribuidoras se encargan de la construcción, operación y mantenimiento de la red de distribución. En España hay cinco grandes distribuidoras Iberdrola, Unión Fenosa, Hidrocantábrico, Viesgo y Endesa; siendo esta última la líder en el sector con más de 12 millones de clientes y un total de energía distribuida de 114.190 GWh en 2015 (Endesa distribución, 2016). Además, hay constituidas en torno a 300 distribuidoras más, de menos de 100.000 clientes (MINETUR, 2016)

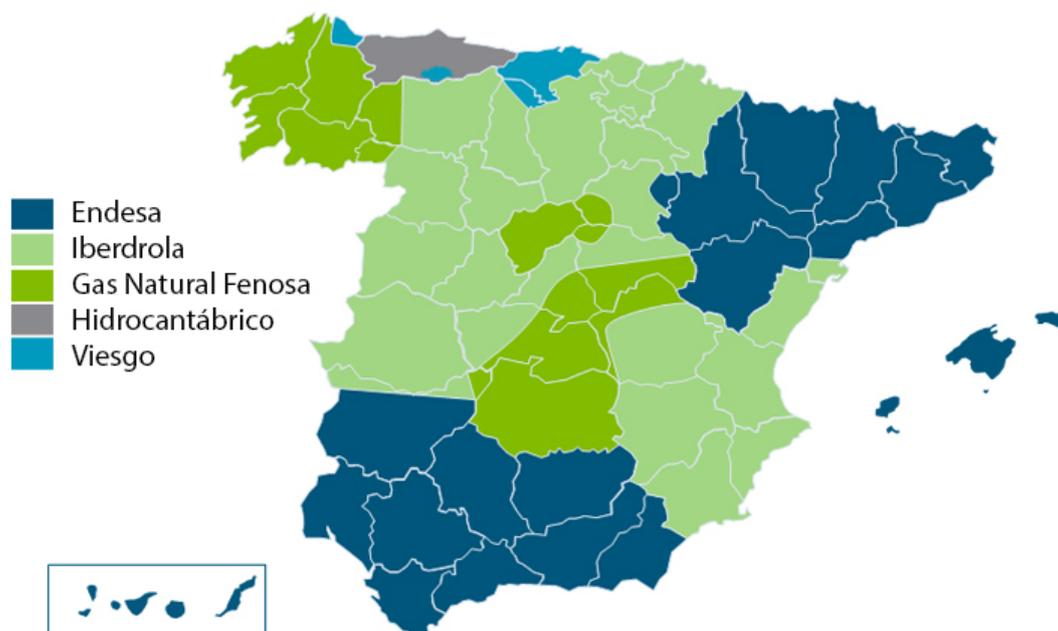


Figura 9. Zonas en las que operan las principales distribuidoras
Fuente: Actualizado de Aldro Energía (2015)

2.2.4 Comercialización

Esta actividad es ejercida por las comercializadoras 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 ley” (Artículo 6.1 – Ley 24/2013). Los clientes están divididos en tres grupos: el sector industrial, sector servicios y los consumidores de los hogares.

También está abierta a la competencia como la actividad de generación y, por lo tanto, existen un gran número de empresas dedicadas a ella, con libre acceso a las redes de transporte y de distribución. Es la CNMC la que actualiza en su página web el listado de comercializadores vigentes en el mercado. Por su parte, los clientes salen beneficiados de esta rivalidad existente entre las diversas comercializadoras, ya que obtienen mejores precios y ofertas ajustadas a sus exigencias (Ríos y otros, 2011).

Se ha observado que en el sistema eléctrico español existen actividades reguladas por el Estado y otras abiertas a la competencia. La Directiva Europea estableció que se debe mantener una separación entre ellas, por lo que son las propias empresas las que a través de la creación de *holdings* pueden atender los diferentes segmentos del sector eléctrico. En España son principalmente cinco empresas las que se ocupan del suministro eléctrico, por lo que se observa una tendencia oligopolista.

| Generación | Distribución | Comercialización | |
|------------------------------------|---------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Endesa Generación, S.A | Endesa Distribución Eléctrica, S.L | Endesa Energía, S.A | Endesa Energía XXI, S.L.U |
| Iberdrola Generación España, S.A.U | Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A | Iberdrola Clientes, S.A.U | Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U |
| Viesgo Generación. S.L | Viesgo Distribución Eléctrica, S.L | Viesgo Energía, S.L | Viesgo Comercializadora de Referencia, S.L |
| Gas Natural Fenosa Generación, S.L | Unión Fenosa Distribución, S.A | Gas Natural Comercializadora, S.A | Gas Natural SUR ,SDG, S.A |
| Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A | Hidrocantabrico Distribución Eléctrica, S.A | EDP Energía, S.A.U | EDP Comercializadora de Último Recurso ,S.A |

Figura 10. Listado de holdings de las principales empresas eléctricas españolas
Fuente: elaboración propia a partir de datos de CNMC (2017)

Para finalizar con la organización del sistema eléctrico español se va a comentar cómo funciona la gestión económica y técnica.

Son dos actividades destinadas a “asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico” (Artículo 28 – Ley 24/2013) y asignadas al operador del mercado y del sistema. Según la Ley dos sociedades mercantiles se ocuparán de ello cumpliendo los principios de objetividad, transparencia e independencia.

El operador del mercado se encarga de la dirección del sistema de ofertas de compra y venta de energía en el mercado diario e intradiario. Es una sociedad mercantil la que asume esta gestión económica y sus acciones pueden ser de cualquier persona física o jurídica, cumpliendo una serie de condiciones. Actualmente en España, se ocupa de esta actividad el OMI, Polo Español S.A (OMIE)⁹.

El encargado de la gestión técnica es el operador del sistema cuya función principal es “garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte” (Artículo 30 – Ley 24/2013).

⁹ OMIE: es una empresa regulada y sujeta a la regulación sectorial eléctrica en España, perteneciente al grupo del Operador del Mercado Ibérico (OMI) (OMIE, 2016).

Trata de asegurar el correcto equilibrio entre la producción de energía y su consumo, por lo que se compromete a analizar los resultados obtenidos en el mercado diario e intradiario. Para ello, se ocupa de la previsión de la demanda de energía y también realiza alguna competencia económica en los mercados de ajustes. En la actualidad este cargo es desempeñado por la sociedad mercantil REE que, además, es el gestor de la red eléctrica de transporte.

3 FORMACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

En España los tres grupos de consumidores finales, mencionados anteriormente, son los que asumen todos los costes de la energía suministrada a la hora de pagar sus facturas a las comercializadoras. En la Figura 11 se puede ver los diferentes costes asociados a una factura del suministro eléctrico según el mercado en el que se originen.

| BLOQUE DE COSTES | COSTES |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------------|
| COSTES DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN | Pool |
| | Restricciones técnicas y servicios de operación |
| | Margen de comercialización |
| COSTES REGULADOS | Peaje de energía |
| | Peaje de potencia |
| | Alquiler del equipo de medida |
| | Pagos por capacidad |
| | Pérdidas de transporte y distribución |
| | Retribuciones a los operadores |
| | Otros costes |
| IMPUESTOS | Impuesto municipal |
| | Impuesto eléctrico |
| | IVA |

Figura 11. Listado de costes incluidos en la factura de la luz

Fuente: elaboración propia a partir de mifakturadelaluz.com

En la Figura 12 se observa que hay dos factores que forman el precio de la electricidad por kW/h, la componente de mercado, entre los generadores y sus adquirentes de energía, y la componente regulada, entre las comercializadoras y el Estado; estos componentes se van a detallar a continuación. En esta figura las flechas rojas indican los flujos monetarios de los costes incluidos en la factura de luz, las flechas verdes señalan el flujo de dinero del Estado con las diferentes actividades del sector; y por último, las flechas negras indican los flujos de energía, desde la generación al consumo.

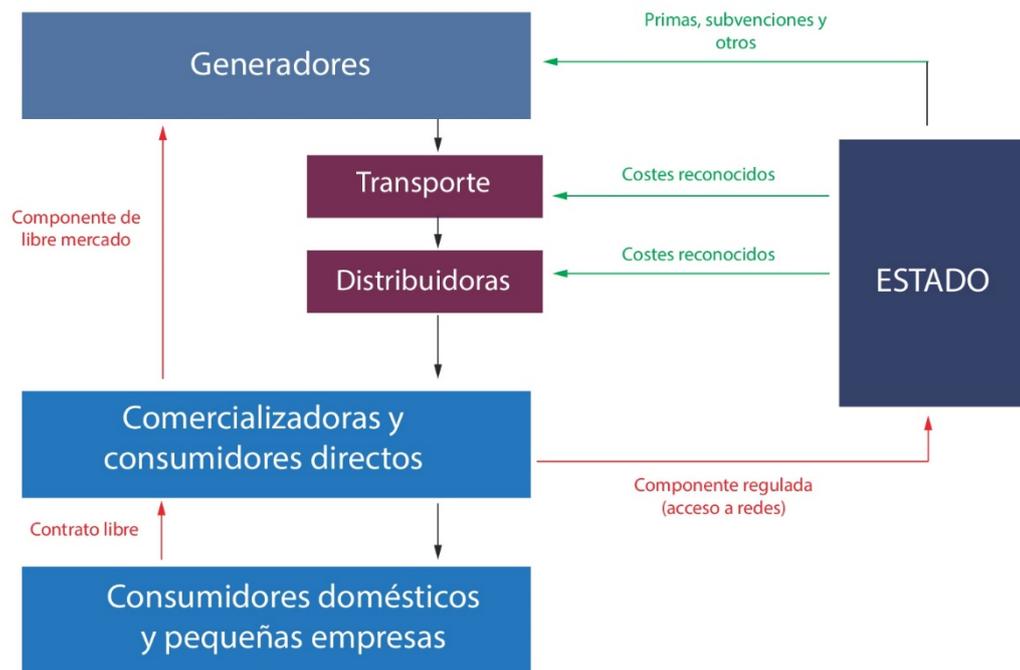


Figura 12. Funcionamiento del sistema eléctrico español
Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE (2017)

3.1 ANÁLISIS DE LA COMPONENTE DE MERCADO

La componente de mercado del precio de la energía se origina por una serie de procedimientos que se llevan a cabo entre los productores y compradores (comercializadores y consumidores directos¹⁰) para intercambiar la energía y acordar un precio en el que ambas partes estén dispuestas a pagar por él. El mercado encargado de todas las actuaciones empleadas se llama mercado mayorista que se detallará más adelante. En él se realiza una casación entre las curvas de oferta y de demanda de energía para fijar el precio de mercado para cada hora del día.

3.2 ANÁLISIS DE LA COMPONENTE REGULADA

La componente regulada refleja el resto de costes del sistema eléctrico, no solo los que surgen al generar la energía, incluidos en la componente de mercado. Se puede ver en la Tabla 1 el dinero destinado a cubrir estos costes desde 2012. A continuación, se van a describir la variedad de costes regulados por el Estado que existen, que van desde la tarifa de acceso a las redes, su mantenimiento y los costes relacionados con la política energética:

- Costes de transporte y distribución: la energía necesita ser conducida para su consumo a través de las redes de alta, media y baja tensión por lo que estas redes tienen que guardar unas condiciones óptimas. Además, hay que añadir

¹⁰ 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 (Artículo 44 - Ley 24/2013)

las pérdidas que se producen al transportar la electricidad y cuando se producen casos de fraude y manipulación de contadores.

- Costes asociados a la compensación de la generación extra peninsular: los sistemas eléctricos que hay en las Islas Baleares y en las Islas Canarias al no estar comunicados con el sistema eléctrico peninsular tienen menor estabilidad y les supone mayor coste producir energía.
- Costes debidos a las primas a las energías renovables: estas tecnologías a pesar de tener como ventaja lo poco contaminantes que son, soportan muchos más gastos en su instalación y no llegan a competir con las otras energías. Por eso las empresas encargadas de su producción reciben ayudas del Estado.
- Costes asociados a la industria nuclear (moratoria nuclear): durante muchos años los españoles han visto reflejados en sus facturas la indemnización que se dio a empresas eléctricas españolas por la prohibición de construir o acabar nuevas centrales nucleares en los años 80¹¹ aunque este coste se ha suprimido en 2015.
- Costes asociados a las primas al carbón nacional: las ayudas que se les conceden a las centrales térmicas al usar carbón nacional en su producción, en el último año se han visto aumentadas debido a las pérdidas de estas industrias frente a los bajos precios del carbón en otros países. Aunque esta medida también entra dentro de un Plan de Cierre aprobado en Decisión 2010/787/UE para favorecer el cierre de las minas no competitivas.
- Servicio de interrumpibilidad: este coste sirve para financiar si existe un desequilibrio entre la producción y la demanda, el operador del sistema pediría a los grandes consumidores que redujeran su consumo para que la energía llegara a todos los consumidores del sistema.
- Pagos por capacidad: coste derivado de sufragar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo dado por las instalaciones de generación al resto del sistema (REE) para poder tener un margen de reserva para mantener la estabilidad del suministro.
- Costes de financiación a los operadores: se quiere remunerar la misión para el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico que llevan a cabo el operador del sistema, el operador del mercado y la CNMC.
- Costes derivados del déficit de tarifa: tratan de financiar la desigualdad cuando los ingresos son menores a los costes anualmente; además, se paga la deuda ocasionada de años anteriores. Actualmente siendo este déficit superior a los 20.000 millones de euros (CNMC)
- Margen de comercialización: este coste solo lo pagan los consumidores acogidos al PVPC y clientes de una comercializadora de referencia. En 2009 el Ministerio de Industria fijó un precio de 4€ por kW al año según la potencia contratada, pero en este último año se ha establecido un nuevo método en el que se paga un término fijo de 3,1€ por kW al año según la potencia contratada más un término variable según la energía consumida (Orden ETU/1948/2016)

¹¹ Hasta 6000 millones de euros se recaudaron a través de este sobre coste hasta el 2015 (Expansión.com 2015)

Tabla 1. Desglose componente regulada entre 2012 y 2016 (miles €)

| COSTES | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|------------------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Transporte | 1.477.453 | 1.604.385 | 1.673.890 | 1.728.370 | 1.709.997 |
| Distribución y comercialización | 5.005.368 | 5.097.906 | 5.013.817 | 5.039.103 | 5.174.169 |
| Compensación extra peninsular | 0 | 1.806.000 | 726.312 | 893.137 | 382.809 |
| Primas E. Renovables | 8.585.853 | 9.306.575 | 6.775.179 | 6.698.364 | 6.402.128 |
| Moratoria nuclear | 52.746 | 71.553 | 64.349 | 30.918 | 0 |
| Operador del sistema | 18.222 | 0 | -725 | 1.408 | 1.668 |
| Operador del mercado | 0 | 0 | 215 | 248 | 328 |
| Tasa CNMC | 22.507 | 20.076 | 21.006 | 20.769 | 20.559 |
| Interrumpibilidad | 470.455 | 677.342 | 550.000 | 8.424 | 6.530 |
| Déficit (+)/ Superávit (-) Pagos por Capacidad | -262.369 | -609.483 | -830.236 | -802.824 | -264.469 |
| Déficit 2005 | 385.957 | 280.396 | 275.265 | 285.069 | 277.060 |
| Déficit otros años | 1.413.566 | 348.670 | 346.973 | 373.566 | 372.864 |

Fuente: elaboración propia a partir de informes de la CNMC

3.3 MERCADO MAYORISTA

Al hablar del mercado mayorista español se tiene que hacer referencia al MIBEL, ya que el 1 de julio de 2007 se fusionaron el mercado mayorista español y el portugués, fruto del acuerdo llevado a cabo tres años antes, en el Convenio Internacional de Santiago.

Los agentes del mercado pueden decantarse por el mercado organizado actuando como compradores y vendedores mostrando sus ofertas económicas, o bien recurrir al mercado libre donde tienen lugar los contratos bilaterales físicos y financieros¹². Dentro del mercado organizado los vendedores son las empresas encargadas en generar la electricidad, los comercializadores, representantes y titulares de unidades de producción de energía eléctrica. A su vez, están los compradores que son los comercializadores, comercializadores de último recurso, consumidores directos en mercado y los titulares de unidades de oferta genérica de compra (CNMC, 2014).

El operador del mercado OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A) se encargaba de gestionar este mercado organizado hasta el 2011, cuando se dividió en dos sociedades, cada una con el 50% de propiedad, para así operar en los dos mercados posibles: en el mercado a plazo (OMIP)¹³ y en el mercado al contado (OMIE).

En el mercado a plazo tanto oferentes como demandantes están sujetos a una serie de normas a la hora de subastar los contratos estables que se van a formalizar (Energía y sociedad, 2017). Los agentes intercambian energía con vistas al futuro desde tres años hasta dos días antes a la producción de la misma, para así garantizarse un precio fijo de compraventa ajeno a las fluctuaciones del mercado spot y reducir el riesgo (Ríos y otros, 2011).

¹² Contratos bilaterales: acuerdos entre un productor y un consumidor de mutuo propio, estables en precio y cantidades y para un periodo de tiempo determinado, suele ser a través de intermediarios (Gallego y Victoria, 2012)

¹³ OMIP: Omi- Polo Portugués, SGMR (2016)

Debido a la división, es el OMIE quien desde el 1 de julio de 2011 se encarga de dirigir el mercado spot, gestionando las ofertas de compra y venta de electricidad a un precio conocido, transparente y accesible por todos los agentes del mercado (OMIE, 2017). Es donde se realizan la mayoría de las transacciones y está estructurado en dos horizontes temporales con sesiones celebradas el día anterior o el mismo día de generación de la energía, es el tipo de mercado en el que se va a centrar este trabajo y se describirá su funcionamiento a continuación.

3.3.1 Mercado diario

El mercado diario es el principal y más importante, ya que en él tienen lugar las transacciones de compra y venta de energía para el día siguiente; en él se negocia prácticamente el 85% de la energía producida y funciona los 365 días del año.

El operador del sistema estima la cantidad de energía que se va a demandar en el mercado al día siguiente. Entonces son los agentes del mercado (compradores y vendedores) los que presentan sus ofertas de venta y adquisición. Tras ello el operador del mercado se encarga de gestionar las transacciones de energía eléctrica para las veinticuatro horas del día siguiente.

Se cierra la recepción de ofertas a las 12:00 del día anterior al del suministro, momento en el que el OMIE pasa a fijar los precios de las unidades de producción a través de un cruce entre oferta y demanda. Las curvas de oferta y de demanda se elaboran gracias a estas ofertas recibidas por el operador del mercado: la curva de oferta agregada es la suma de todas las cantidades de energía ofertadas ordenadas de menor a mayor precio (criterio de precio ascendente); por otro lado, la curva de demanda agregada se consigue de forma similar ordenando decrecientemente las cantidades requeridas por los compradores con características de consumo parecidas (Agosti y otros, 2007).

Se crea una curva de oferta y de demanda para cada hora del día siguiente, el OMIE es el encargado de casarlas a través del algoritmo EUPHEMIA¹⁴, utilizado por todos los mercados europeos siguiendo un criterio de preferencia económica. El resultado obtenido de esta casación es una composición entre el precio y la cantidad donde la oferta y la demanda son iguales (como muestra la Figura 13). En este punto se fija un precio de equilibrio ya que la siguiente unidad de venta tiene un precio que excede del que los compradores están dispuestos a pagar por ella. Este precio de casación se denomina “precio marginal” ya que sigue los modelos marginalistas, en el que todos los generadores obtienen un mismo precio a través de la intersección entre oferta y demanda (Agosti y otros, 2007).

Los precios son establecidos para todo el MIBEL, si en algún momento la interconexión entre España y Portugal se satura, se realiza la técnica denominada como “market-splitting”, que consiste en llevar a cabo el proceso de casación en cada mercado por separado, lo que da lugar a diferentes precios en cada país.

¹⁴ El algoritmo de casación Euphemia busca la optimización del denominado welfare, que corresponde a la suma para el conjunto de todos los periodos horarios del horizonte de programación del beneficio de las ofertas de compra, más el beneficio de las ofertas de venta, más la renta de congestión. (OMIE, 2016)

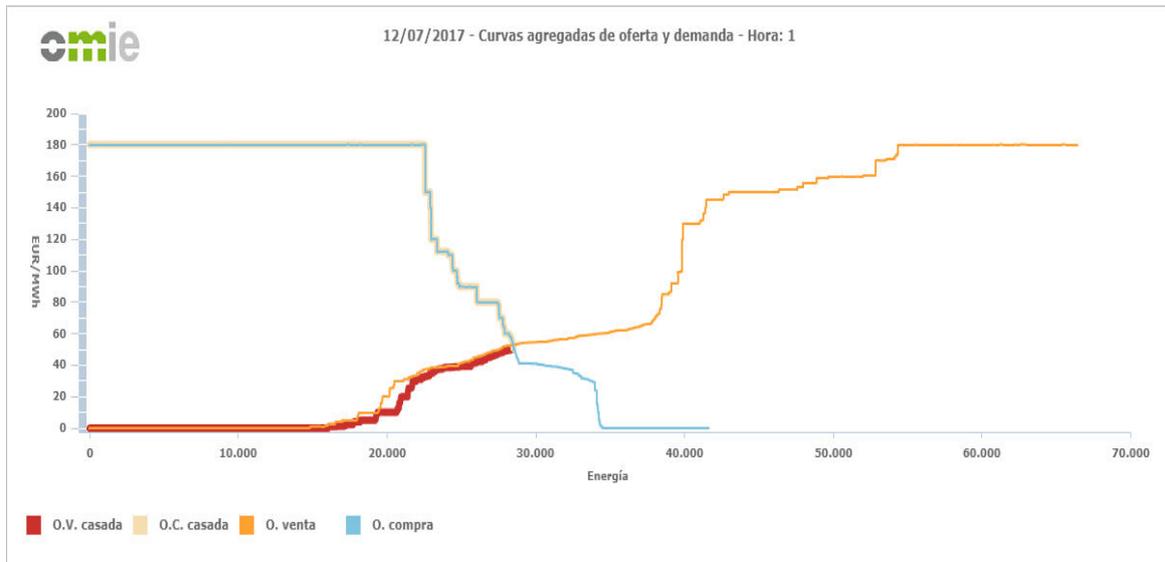


Figura 13. Curvas agregadas de oferta y demanda 12/07/2017
Fuente: OMIE (2017)

En la Figura 13 se observa como en la curva agregada de oferta los productores ofertan según los costes de oportunidad que tengan, las centrales nucleares y las energías renovables lo hacen a precio cero para asegurarse la casación. En las primeras es debido a sus altos costes fijos a la hora de detener y arrancar sus instalaciones, mientras que en las renovables son el no poder almacenar cuando las condiciones meteorológicas son favorables para la producción. Por tanto, estas tecnologías al tener unos bajos costes variables se utilizan como potencia base y dejan que sean el resto de tecnologías las que condicionen el precio final.

Este sistema de elección de los precios de la electricidad en el que se establece el más alto del que surgió de la casación de las curvas, independientemente de su forma de producción, se ha llevado críticas de ciertos autores, ya que las compañías que sigan una integración vertical y tengan grandes cuotas de mercado pueden desempeñar poder de mercado (Fabra y Fabra Utray, 2010). Este mismo autor realiza una comparación con "una lonja de pescado en la que todos los tipos se pagaran al precio de la caja más cara de la subasta realizada" (Fabra Utray, 2012). Por su parte Blanco (2005) indica que al existir las mismas empresas en el lado de la oferta que en el de la demanda y la existencia de concentración entre ambos lados, se hace más sencillo prever la demanda residual de cada agente y fijar el precio por encima del competitivo.

Los precios y la cantidad de energía fijados son analizados por el operador del sistema, si detecta alguna restricción técnica, tendrían lugar los servicios de ajuste para llevar a cabo las modificaciones necesarias en el programa de producción.

En el año 2016 la energía en el mercado diario fue 250 TWh, un 1,2% más que en el año anterior. En el mercado al contado se pactó un 73,6% de la energía producida mientras que el resto se hizo a través de contratos bilaterales (26,4%). El precio medio en el mercado diario español se posicionó en 39,67€/MWh, un 21,2% inferior al de 2015 (REE, 2017)

3.3.2 Mercado intradiario

Al finalizar el mercado diario el operador del mercado decide convocar seis distintas sesiones del mercado intradiario para resolver los posibles desajustes que hubieran surgido. Pueden participar los agentes que han estado presentes en el mercado diario

realizando otra vez ofertas de compra y de venta de electricidad. Así se puede modificar, ajustar y solucionar incidencias de las previsiones de producción y de consumo hasta cuatro horas antes del día de generación.

Se sigue el mismo procedimiento que en el mercado diario para la casación de las curvas de oferta y demanda para así fijar los nuevos precios para cada hora, y formalizar el llamado programa horario final. Sin embargo, existe una gran diferencia con el mercado diario ya que independientemente de que la unidad sea de venta o de compra tiene permitido realizar ofertas de generación o de adquisición (Gallego y Victoria, 2012).

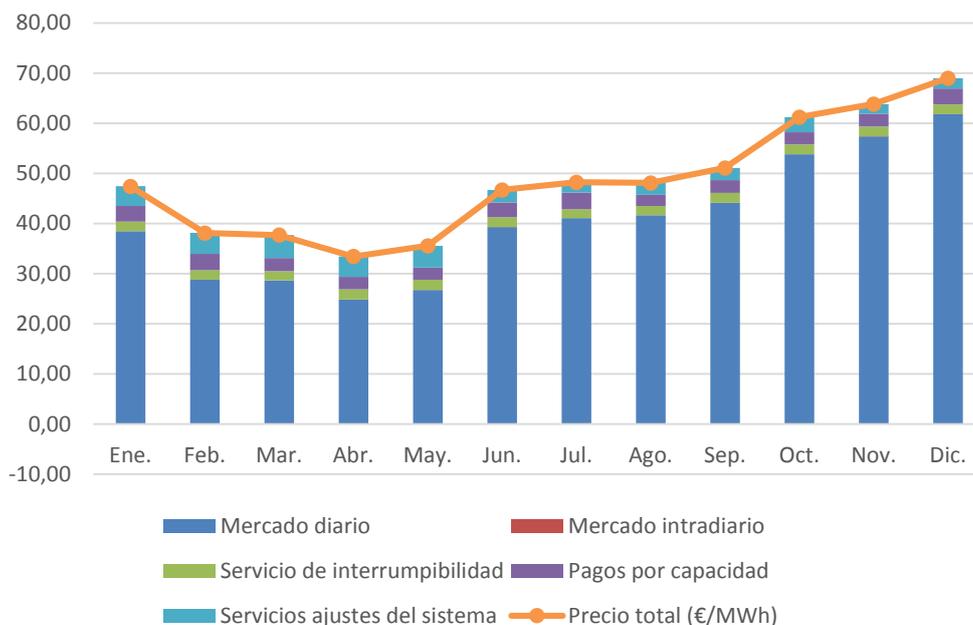


Figura 14. Componentes del precio medio final de la energía en 2016
Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE (2017)

En la Figura 14 se puede ver la composición del precio final de la energía después del mercado diario e intradiario y la serie de ajustes necesarios, llevados a cabo a lo largo del último año. El precio medio final fue de 48,4 €/MWh, un 23% menos que en el 2015, alcanzando así el precio más bajo desde 2010.

3.4 MERCADO MINORISTA

El mercado minorista es el encargado de controlar la actividad de comercialización, en la que se vende la energía adquirida en el mercado mayorista a los diferentes grupos de consumidores: hogares, servicios e industrias.

En el año 2003 se liberalizó por completo el mercado eléctrico en España, lo que supuso un gran cambio para los consumidores ya que podían elegir libremente la comercializadora que mejor les convenía. Sin embargo, el proceso de liberalización del sistema eléctrico español no se hizo eficiente hasta el 1 de julio de 2009 al suprimir las tarifas integrales. En ese momento tuvo lugar la entrada en vigor del suministro de

último recurso (SUR), de la tarifa de último recurso (TUR)¹⁵ y del bono social (CNMC, 2014).

Actualmente en el mercado eléctrico español existen dos tipos de comercializadoras que se ocupan de gestionar la energía adquirida para venderla a los clientes.

- Comercializadoras del mercado libre: son una gran cantidad de empresas que utilizan un sistema de tarifas de mercado en las que ambas partes llegan a un acuerdo para establecer el precio a pagar. Sin embargo, el precio incluye una parte regulada por el Estado. Las diferentes condiciones se dispondrán en el momento de la firma del contrato.
Hoy en día existen más de 300 comercializadoras diferentes de las de referencia, muchas de ellas son pequeñas compañías y otras no ejercen directamente con el consumidor.
- Comercializadoras de referencia (COR): son las encargadas de suministrar energía a los consumidores con derecho al PVPC, a los consumidores vulnerables y a los que no tengan contrato con una comercializadora libre; además, tendrán que ofertar un precio fijo anual. Estas comercializadoras sustituyen a las denominadas anteriormente comercializadoras de último recurso (CUR)

En la actualidad existen seis comercializadoras de referencia:

- Endesa Energía XXI, S.L.U
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Gas Natural S.U.R., SDG, S.A.
- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Viesgo Comercializadora de referencia, S.L.
- CHC Comercializador de Referencia, S.L.U.

Para finalizar aclarar que el precio de la energía eléctrica actualmente se actualiza en cada factura desde el establecimiento del nuevo método de cálculo y no como antes trimestralmente cuando se utilizaban los precios obtenidos en las subastas CESUR. La facturación es acorde a los precios en el mercado de la energía y a los consumos realizados a cada hora, para ello los consumidores tienen que disponer de contadores electrónicos capaces de gestionar la telemedida y la telegestión. Por el momento las personas que todavía no cuentan con estos aparatos se les establecen unos perfiles estándares de consumo, se les calcula un precio medio según lo que cuesta la energía a cada hora y cuando es realizado el consumo; además el operador del sistema realiza un patrón de comportamiento del consumidor comparando los consumos habituales con el resto de meses. Los contadores antiguos están siendo sustituidos por contadores inteligentes en la mayoría de hogares españoles, teniendo como fecha límite el 31 de diciembre de 2018; momento en el que todos los consumidores¹⁶ con una potencia contratada hasta 15kW deberán contar con estos nuevos equipos de medida para saber lo que consumen hora a hora. (Sancha, 2014)

¹⁵ Tarifa último recurso(TUR): se estableció la obligación de crearlas en el Artículo 18 - Ley 17/2007 para así eliminar a las tarifas integrales, pero no se fijaron hasta el real decreto 485/2009

¹⁶ Cerca de 26 millones de personas tienen derecho a acogerse al PVPC en España (CNMC, 2017)

4 DESCRIPCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

Actualmente los consumidores a la hora de contratar un suministro de energía eléctrica tienen varias opciones, según la tensión y la potencia que quieran contratar. En este apartado, se van a detallar las diferentes alternativas posibles dependiendo de si las tarifas están reguladas por el Gobierno o en el mercado libre.

4.1 DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO A LOS PVPC

Con la ley 24/2013 surgió un nuevo sistema de precios en el mercado regulado, los Precios Voluntarios Para el Pequeño Consumidor, que sustituían a la antigua TUR; para comprender mejor la situación actual se va a describir primero el paso de una tarifa a otra y el porqué.

La TUR se definía como el precio máximo que pueden percibir los comercializadores de los consumidores que tengan el derecho a acogerse a este tipo de tarifa, se le incluían el coste de producción de electricidad, los peajes de acceso y los costes de comercialización (BOE 17/2007). Esta tarifa se creó para que el Estado regulara a los clientes conectados a baja tensión y cuya potencia contratada fuera igual o inferior a 10 kW y adicionalmente para los consumidores que no tuvieran contrato con ninguna comercializadora en el mercado libre y se les cobrara un precio fijado y penalizador.

Cinco CUR fueron nombradas por el Ministerio de Industria con la obligación de dar suministro a los consumidores acogidos a la TUR y eran revisadas cada cuatro años. La TUR estaba constituida por un componente regulado, determinado por el Gobierno y por un componente de mercado, establecido a través de las subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso). Estas subastas se celebraban trimestralmente con contratos a plazo, la cantidad de energía que se iba a subastar ya estaba fijada anteriormente por el Ministerio de Industria. Su funcionamiento era semejante a lo descrito en el mercado mayorista con una dinámica descendente, que comenzaba con un precio de salida alto e iba disminuyendo a través de una sucesión de rondas hasta que se producía el equilibrio entre la oferta y la demanda.

Este tipo de subastas surgieron como indican Antuñano y Pizarro (2014) para mejorar la liquidez del mercado a plazo y afianzar el precio de la TUR. Además, querían solucionar el riesgo financiero de los CUR, ya que la tarifa TUR se fijaba trimestralmente y el precio de la energía variaba diariamente en el mercado diario, por lo que podía darse la situación en la que la TUR no cubría los gastos que dichas comercializadoras tenían al obtener la energía. De este riesgo pasaron a comprometerse los intermediarios que operaban en las subastas, la mayoría eran entidades financieras, obteniendo beneficios siempre y cuando el precio fijado en las subastas CESUR fuera superior al del mercado mayorista.

El procedimiento utilizado para fijar el precio variable de la energía a través de las subastas CESUR acabó a finales de 2013 con la celebración de la 25ª y última subasta, ya que su aprobación suponía un incremento de la tarifa del 11% en el primer trimestre de 2014. La CNMC se encargó de comprobar que se cumplían los principios de competencia y transparencia y al ver irregularidades la Secretaría de Estado de Energía tuvo que anular dicha subasta a todos sus efectos (Club Español de la Energía, 2014)

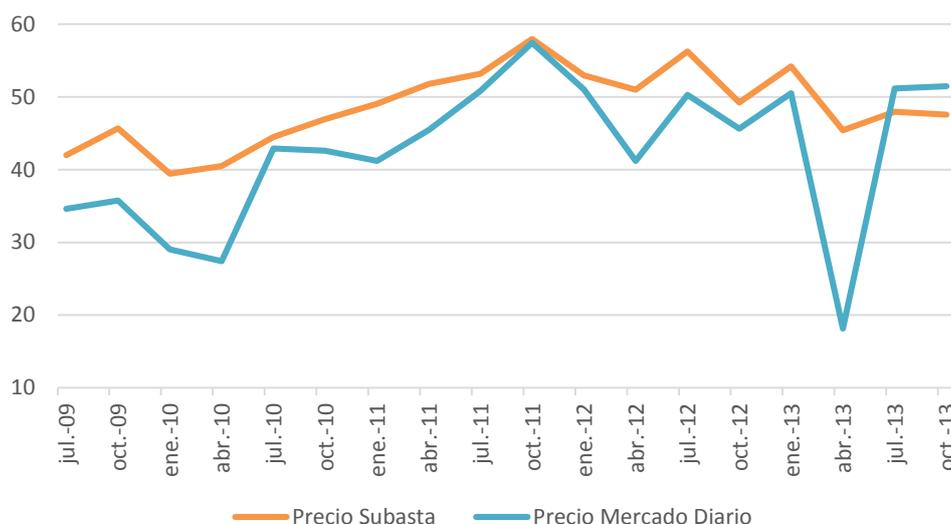


Figura 15. Comparativa de precios subastas CESUR y precio mercado diario (€/MWh)
Fuente: elaboración propia a partir de datos del OMIE (2017)

En la Figura 15 se puede ver la comparación entre el precio que se fijaba trimestralmente en las subastas CESUR y la media del precio en el mercado diario desde su origen en julio 2009 hasta finales de 2013, cuando se suprimió, ya que el resultado de esta última subasta llegó a ser 61,83 €/MWh muy superior al precio trimestral anterior de 47,58 €/MWh. Se ve claramente como los precios obtenidos en las subastas fueron superiores a los que hubieran conseguido los clientes al acudir directamente al mercado diario, se cree que durante este periodo los consumidores llegaron a pagar un sobrecoste mensual medio de 38 millones de euros (Sancha, 2014)

A raíz de esta situación y de continuas críticas acerca del método utilizado en las subastas CESUR, éstas fueron finalmente suprimidas para dar lugar a un nuevo sistema para establecer el coste de la electricidad y así poder reflejar correctamente los costes medios de producción. Como solución provisional el Gobierno decidió realizar un aumento del 2,3% en el precio, que posteriormente resultó inferior al precio medio del primer cuatrimestre de 2014 y la diferencia tuvo que ser devuelta a los consumidores (Sancha, 2014)

El 26 de diciembre se enunció la actual ley del sistema eléctrico “Ley 24/2013” y ya en su Artículo 17 se definían las nuevas tarifas, pero no fue hasta el 1 de abril de 2014, con la aprobación del real decreto 216/2014, cuando entraron en vigor.

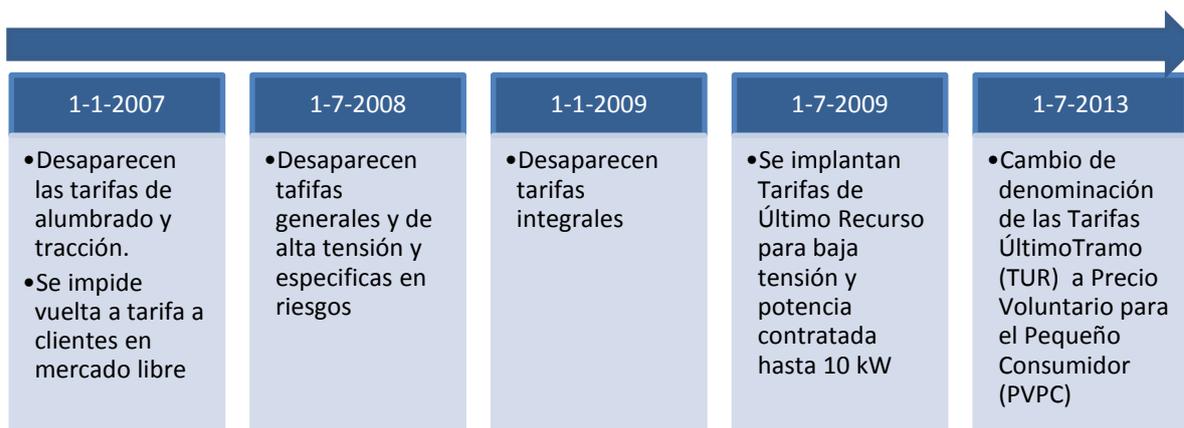


Figura 16. Evolución de las tarifas eléctricas
Fuente: elaboración propia a partir de Energía y sociedad (2017)

4.2 TARIFAS REGULADAS

Los consumidores de baja tensión y con una potencia contratada hasta 10 kW pueden acogerse a las tarifas reguladas por el Gobierno a través de las comercializadoras de referencia tienen tres alternativas posibles: PVPC, precio fijo anual y tarifa de último recurso, aunque para esta última tienen que cumplir unos requisitos adicionales.

4.2.1 Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)

Es el precio máximo que tienen que pagar los consumidores que cumplan las condiciones requeridas a los comercializadores de referencia. Este modelo sustituye a la antigua TUR, cuya principal diferencia está en el modo de fijar los precios del coste de producción de la energía. En el PVPC se calcula diariamente hora a hora a partir de los resultados obtenidos en el mercado diario e intradiario por REE, a diferencia de la TUR que era a través del precio de mercado fijado trimestralmente en las subastas CESUR.

Como en la TUR, en el cálculo se añaden los costes de producción de la energía, los peajes de acceso y los costes de comercialización como se puede ver en la Figura 17.

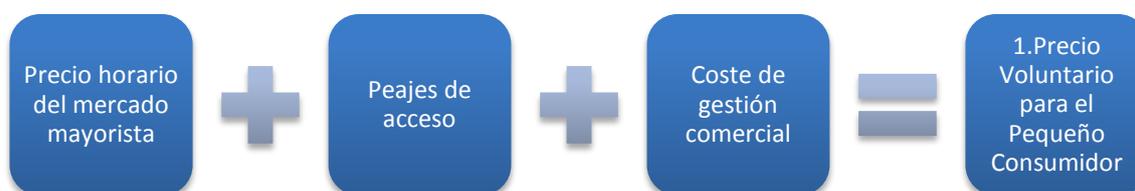


Figura 17. Estructura del PVPC
Fuente: elaboración propia a partir de REE (2017)

Los consumidores que anteriormente estaban suministrados por la tarifa de último recurso pasaron directamente a esta modalidad. Esta tarifa se aplica a los consumidores de baja tensión (menor a 1kV) y con potencia contratada menor o igual a 10 kW. Los contratos fijados a esta tarifa regulada tienen una duración anual, pero si el cliente no cambia de tipo de contrato o de comercializador se renovarán automáticamente. Los consumidores son la mayoría de los pequeños consumidores

del mercado eléctrico español, cerca de 16 millones (Club Español de la Energía, 2014).

4.2.2 Precio fijo anual

Es una alternativa para los consumidores con derecho a acogerse al PVPC, los comercializadores de referencia están obligados a efectuar esta oferta. Cada comercializadora fija un precio anual por kW/h y al finalizar el periodo los consumidores tienen que decidir si renovar la oferta por el precio actual en ese momento o si por el contrario cambiar al PVPC.

Este tipo de contrato suele darse en pequeñas empresas y tiene como ventaja el conocimiento del precio, independientemente de lo que suceda en el mercado eléctrico; así se libran de la incertidumbre que crea el mercado mayorista y la volatilidad de los precios. Sin embargo, el precio que fijen las comercializadoras será más alto para poder asumir el riesgo que pueda aparecer a lo largo del año. Además, se le aplicaría una penalización al cliente si cancela el contrato antes de terminar el año del 5% de la energía que queda por consumir. (CNMC, 2014)

4.2.3 Tarifas de último recurso

Es otro tipo de tarifa a la que pueden acogerse los consumidores con derecho al PVPC y que cumplan unos requisitos adicionales, a los que se les efectuará descuentos o recargos según al grupo de consumidores que pertenezcan, aplicadas por los comercializadores de referencia.

- **Tarifa de último recurso para consumidores vulnerables** consiste en aplicar una bonificación al precio voluntario para el pequeño consumidor. La diferencia entre la facturación del valor base correspondiente a la TUR y la del PVPC pasa a denominarse bono social. Este mecanismo se fijó por primera vez en el real decreto 6/2009 y se establecía para un grupo minoritario de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso. A partir del 1 de abril de 2014 tras la aprobación del real decreto 216/2014 el bono social se calculaba descontando el 25% a todos los términos que componen el PVPC.

Recientemente con la aprobación del real decreto 7/2016 se han modificado algunos de los términos y actualizado las categorías de consumidores vulnerables con ciertas características sociales y de nivel de renta. Se establecen tres grupos de consumidores:

- Consumidor vulnerable: persona que pertenece a una unidad familiar con una renta anual por debajo del umbral establecido por el IPREM. Tener una discapacidad del 33%, ser víctima de violencia de género o de terrorismo hace que este umbral se incremente en 0,5 veces.
- Consumidor vulnerable severo: consumidor de una unidad familiar con una renta anual inferior al 50% del umbral especificado en el IPREM.
- Consumidor en riesgo de exclusión social: con las mismas características que el consumidor vulnerable severo, pero además una Administración autonómica o local se encarga de por lo menos el 50% de su factura de la luz. Este suministro es considerado de carácter esencial y no podrá ser cortado.

Además, existen otros consumidores con derecho al bono social independientemente de su nivel de renta

- Familias numerosas

- Unidades familiares en las que todos sus miembros sean pensionistas, bien por jubilación o por incapacidad permanente, que perciban cuantías mínimas

Según la nueva normativa el consumidor vulnerable pasa a tener un descuento del 25% sobre todos los términos del PVPC, mientras que el consumidor vulnerable severo de un 40%. Aunque se añade un límite de energía, que una vez rebasado no se realiza descuento y se factura el precio del PVPC.

- **Tarifa de último recurso para los consumidores que no cumplan los requisitos del PVPC, pero tampoco tengan vigente un contrato en el mercado libre** consiste en añadir un recargo al precio voluntario para el pequeño consumidor. Tantos los peajes de acceso como el resto de componentes del PVPC se verán incrementados en un 20%. Los consumidores acogidos a esta tarifa pagaran este sobreprecio hasta que decidan formalizar un contrato con una comercializadora en el mercado liberalizado.

4.3 TARIFAS EN EL MERCADO LIBRE

Los consumidores pueden optar por tener un contrato en el mercado libre, para ello se tiene que acordar un suministro de electricidad con una comercializadora distinta a la comercializadora de referencia; en él se pactan las condiciones y el precio por el acuerdo de ambas partes y se le agrega el precio de acceso regularizado por el Gobierno. Como ventaja principal destaca la gran variedad de posibilidades de contratación que existen, además suelen incluir cláusulas especiales y servicios adicionales, como ofertas por paquete de energía.

Para los contratantes sujetos a suministros de alta tensión o con potencia contratada superior a 10 kW, desde el 2009 a partir del real decreto 485/2009, sólo pueden contratar electricidad a través de un contrato en el mercado liberalizado.

4.4 LAS TARIFAS DE ACCESO

Las tarifas o peajes de acceso sirven para clasificar los diferentes suministros de electricidad según la potencia contratada, la tensión y los usos horarios que tiene cada consumidor. Están formadas por dos componentes: término de potencia, considerado el término fijo y el término de energía, que es el término variable.

4.4.1 Según tensión y potencia contratada

Se tiene que diferenciar entre suministros de baja y alta tensión, aunque se detallará más la baja tensión ya que es la más cercana a los consumidores.

Tabla 2. Relación de tarifas y sus potencias

| | TARIFA | TRAMO POTENCIA |
|--------------|----------------------------|-------------------------------|
| BAJA TENSIÓN | 2.0 A | $P_c \leq 10 \text{ Kw}$ |
| | 2.0 DHA | $P_c \leq 10 \text{ kW}$ |
| | 2.0 DHS | $P_c \leq 10 \text{ kW}$ |
| | 2.1 A | $10 < P_c \leq 15 \text{ kW}$ |
| | 2.1 DHA | $10 < P_c \leq 15 \text{ kW}$ |
| | 2.1 DHS | $10 < P_c \leq 15 \text{ kW}$ |
| ALTA TENSIÓN | 3.0 A | $P_c > 15 \text{ kW}$ |
| | 3.1 A | 1 kV a 36 kV |
| | 6.1 A | 1 kV a 30 kV |
| | 6.1 B | 30 kV a 36 kV |
| | 6.2 | 36 kV a 72,5 kV |
| | 6.3 | 72,5 kV a 145 kV |
| | 6.4 | $\geq 145 \text{ kV}$ |
| 6.5 | Conexiones internacionales | |

Fuente: elaboración propia a partir de Orden ETU/1976/2016

Alta tensión

Como se mencionó anteriormente, es la tensión utilizada para el transporte y distribución de energía desde los puntos de generación a largas distancias para evitar pérdidas. Sin embargo, en algunos lugares los consumidores solo pueden usar este tipo tensión debido a donde se encuentran ubicados; por ejemplo, grandes fábricas, polígonos industriales..., además, son consumidores que necesitan usar una mayor cantidad de energía. Las tarifas incluidas en este tipo de tensión son las 3.1A y 6X.

Baja tensión

Son las tarifas más comunes ya que son las que corresponden a los hogares y pequeñas empresas. En España las bajas tensiones son de 230 V, llamada monofásica, o de 400 V en trifásico. Las tarifas son las conocidas como 2.0A, 2.1A y 3.0A, según la potencia contratada como se puede ver mejor en la Tabla 2.

4.4.2 Según la discriminación horaria escogida

Existen tres modalidades de discriminación horaria en las que el cliente puede decidir a la hora de contratar, según cuando vaya a realizar el consumo de energía en mayores o menores proporciones. Esta condición afectara al termino variable de energía, no al de potencia.

Sin discriminación horaria

Son denominadas tarifas bases, las tarifas 2.0 A y 2.1 A, ya que no depende de a que hora se haga el consumo de electricidad ya que el precio de la energía es conocido y no se verá modificado.

Modalidad de dos periodos (2.0 DHA y 2.1 DHA)

Es aquella tarifa que divide las horas del día en dos tramos horarios: horas punta, donde la electricidad es más cara porque lleva un recargo, y en horas valle en las que es más económico consumir, ya que es cuando menos consumo hay en la red. Esta

tarifa anteriormente se denominaba tarifa nocturna. Los consumidores sujetos a esta tarifa pueden conseguir un ahorro considerable si las horas de mayor consumo las centran en las horas valle. Por eso, la demanda eléctrica varía dependiendo de la franja horaria del día y de la estación del año en la que se encuentre.

Tabla 3. Horario de las tarifas con dos periodos

| | INVIERNO | VERANO |
|------------------|-----------------|-----------------|
| HORAS VALLE (P1) | 22.00h - 12.00h | 23.00h - 13.00h |
| HORAS PUNTA (P2) | 12.00h -22.00h | 13.00h -23.00h |

Fuente: elaboración propia a partir de Energía y sociedad (2017)

Modalidad de tres periodos (2.0 DHS y 2.1 DHS)

Es un tipo de tarifa que se dedica principalmente a recargar los vehículos eléctricos. En este caso se establecen tres periodos horarios: punta, valle y supervalle, siendo este último el tramo horario en el que es más barato consumir. No es una tarifa habitual para los hogares y las empresas, si para esta otra alternativa de transporte ya que está viendo incrementado su uso al conseguir reducir las emisiones de gases como el CO2.

Tabla 4. Horario de las tarifas con tres periodos

| | PERIODO |
|-----------------------|-----------------------------------|
| HORAS VALLE (P1) | 23.00h - 01.00h y 07.00h - 13.00h |
| HORAS PUNTA (P2) | 13.00h - 23.00h |
| HORAS SUPERVALLE (P3) | 01.00h - 07.00h |

Fuente: elaboración propia a partir de Energía y sociedad (2017)

Dentro de esta modalidad también están la tarifa de baja tensión 3.0A y de alta tensión 3.1A, aunque estas tarifas además de tener tres términos de energía tienen tres términos de potencia. En las Tablas 5 y 6 se observan los horarios de estas tarifas en lo que destaca la distinción entre días laborables y festivos en la tarifa 3.1A.

Tabla 5. Horario de la tarifa 3.0A

| | INVIERNO | VERANO |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| HORAS VALLE (P1) | 08.00h - 18.00h y 22.00h - 00h | 08.00h - 11.00h y 15.00h - 00h |
| HORAS PUNTA (P2) | 18.00h - 22.00h | 11.00h - 15.00h |
| HORAS SUPERVALLE (P3) | 00h - 08.00h | 00h - 08.00h |

Fuente: elaboración propia a partir de Energía y sociedad (2017)

Tabla 6. Horario de la tarifa 3.1A

| | LABORABLES INVIERNO | LABORABLES VERANO | FESTIVOS |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------|
| HORAS VALLE (P1) | 08.00h - 17.00h y 23.00h - 00h | 08.00h - 10.00h y 16.00h - 00h | 18.00h- 00h |
| HORAS PUNTA (P2) | 17.00h - 23.00h | 10.00h - 16.00h | - |
| HORAS SUPERVALLE (P3) | 00h - 08.00h | 00h - 08.00h | 00h - 18.00h |

Fuente: elaboración propia a partir de Energía y sociedad (2017)

4.5 CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES

En este apartado se analizan los patrones de consumo de los clientes en este año 2017 según qué tipo de tarifa de acceso tengan seleccionada, dependiendo de su potencia contratada y su tensión, y también según quien sea su comercializador. A través de una tasa de variación con respecto al 2016, se observa cómo ha cambiado la decisión de los consumidores del mercado en un año.

4.5.1 Consumidores con derecho a acogerse al PVPC

En la Figura 18 se observan los consumidores que poseen una potencia contratada menor o igual a 10kW, que cumplen los requisitos para estar acogidos al precio regulado del PVPC y a qué tipo de comercializadora están acogidos. Aunque no hay una gran diferencia son más los consumidores que prefieren tener un contrato en el mercado libre que los que se decantan por las comercializadoras de referencia.

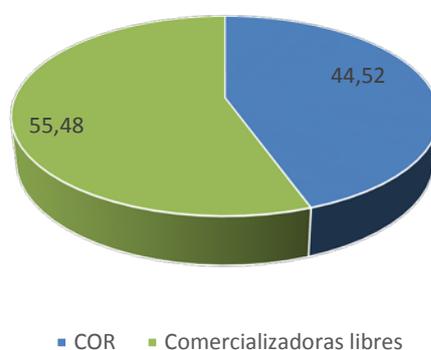


Figura 18. Consumidores con derecho al PVPC
Fuente: elaboración propia a partir de CNMC (2017)

Tabla 7. Consumidores abastecidos por comercializadoras de referencia

| PEAJE | Nº DE CONSUMIDORES | TASA VARIACIÓN | ENERGIA CONSUMIDA (GWh) |
|---------|--------------------|----------------|-------------------------|
| 2.0 A | 10.946.968 | -6,81% | 1.625 |
| 2.0 DHA | 629.642 | 0,58% | 257 |
| 2.0 DHS | 2.240 | 13,07% | 2 |
| TOTAL | 11.578.850 | -6,43% | 1.884 |

Fuente: elaboración propia a partir de CNMC (2017)

Tabla 8. Consumidores abastecidos por comercializadoras libres

| PEAJE | Nº DE CONSUMIDORES | TASA VARIACIÓN | ENERGIA CONSUMIDA (GWh) |
|---------|--------------------|----------------|-------------------------|
| 2.0 A | 12.579.529 | 2,81% | 2.232 |
| 2.0 DHA | 1.845.620 | 63,33% | 496 |
| 2.0 DHS | 3.262 | 91,21% | 1 |
| TOTAL | 14.428.411 | 7,93% | 2.729 |

Fuente: elaboración propia a partir de CNMC (2017)

En las tablas 7 y 8 se observa que han disminuido los consumidores totales que estaban regulados por las COR en un 6,4% respecto al año pasado; mientras que, son casi un 8% lo que han crecido los clientes en las comercializadoras del mercado libre. También destacan cómo han aumentado los consumidores con discriminación horaria de dos y tres periodos en el mercado libre, aunque no sean muchos los clientes acogidos a este tipo de tarifas, esto es debido a que en este mercado existen diversas y atractivas ofertas que llaman a cambiarse a los consumidores.

4.5.2 Consumidores sin derecho a acogerse al PVPC

Los consumidores de alta tensión o con una potencia mayor a 10kW, al no poder acogerse al precio regulado PVPC, tienen que elegir y firmar un contrato con una comercializadora en el mercado libre como estipuló el real decreto 485/2009; por esta razón, se observa en la Figura 19 como la mayoría de los consumidores (96%) están cumpliendo esta normativa.



Figura 19. Consumidores sin derecho al PVPC
Fuente: elaboración propia a partir de CNMC (2017)

Tabla 9. Consumidores abastecidos por comercializadoras de referencia

| POTENCIA | Nº DE CONSUMIDORES | TASA VARIACIÓN | ENERGIA CONSUMIDA (MWh) |
|-----------------------------|--------------------|----------------|-------------------------|
| BT (< 1 kV) Pc > 10 kW | 61.217 | -16,69% | 44.890 |
| AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV) | 1.038 | -22,31% | 2.326 |
| AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV) | 6 | -25,00% | 6.852 |
| AT 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV) | 2 | -50,00% | 20 |
| AT 4 (≥ 145 kV) | 0 | - | 0 |
| TOTAL | 62.263 | -16,80% | 54.088 |

Fuente: elaboración propia a partir de CNMC (2017)

Tabla 10. Consumidores abastecidos por comercializadoras libres

| POTENCIA | Nº DE CONSUMIDORES | TASA VARIACIÓN | ENERGIA CONSUMIDA (MWh) |
|-----------------------------------|--------------------|----------------|-------------------------|
| BT (< 1 kV) Pc> 10 kW | 1.442.153 | 0,82% | 3.069.355 |
| AT 1 (≥ 1 kV y < 36 kV) | 83.568 | 0,40% | 1.172.830 |
| AT 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV) | 1.594 | 0,25% | 1.419.770 |
| AT 3 ($\geq 72,5$ kV y < 145 kV) | 422 | 1,20% | 917.710 |
| AT 4 (≥ 145 kV) | 624 | 5,76% | 2.147.273 |
| TOTAL | 1.528.361 | 0,80% | 8.726.938 |

Fuente: elaboración propia a partir de CNMC (2017)

En las Tablas 9 y 10 se contempla que cada vez son menos los consumidores, casi un 17% menos con respecto al 2016, que quedan comercializados por las COR, ya que son los que carecen de contrato en el mercado libre, como se explicó en el punto 4.2.

5 CONCLUSIONES

El sector eléctrico español tiene un complejo funcionamiento debido a la intervención de numerosos organismos públicos y entidades privadas desde que se genera la energía hasta llegar al consumidor, ya que cada uno de ellos se encarga de regular y garantizar una buena calidad en el suministro eléctrico. Las diversas actividades del sistema eléctrico necesitan estar relacionadas entre si puesto que, la energía es un bien que no se puede almacenar para usarlo en el futuro; sin embargo, la diferente naturaleza de las actividades, unas reguladas y otras abiertas a la competencia, dificulta la coordinación.

Aunque el sistema eléctrico este liberalizado, está lejos de ser un mercado libre, ya que las empresas que se encargan de su gestión ejercen poder de mercado y no se puede llevar a cabo una competencia abierta. Además, esto se dificulta más debido a que el Gobierno regula gran parte de los costes de los precios de la electricidad.

Se ha podido ver como la formación de los precios dependía de dos componentes: la componente de mercado que incluye el coste de producir la energía a través de subastas realizadas en los mercados diario e intradiario, que acercan más al consumidor al mercado mayorista, pero crean una mayor incertidumbre debido a la variación de los precios. Los consumidores tendrían que estar constantemente consultando los precios que se han obtenido para cada hora del día e ir cambiando sus pautas de consumo para así poder ahorrar más, procedimiento que parece inviable que realicen todos los consumidores.

Por otro lado, la componente regulada recoge la mayoría de costes que pagan las comercializadoras al Estado, los cuales en los últimos años han crecido considerablemente, sobre todo el déficit de tarifa y las primas a las renovables. Esto ha sido uno de los principales motivos por los que han aumentado tanto los precios de la luz en España en la última década, ya que el coste de producir la energía es similar en el resto de Europa; sin embargo, los costes regulados son un 40% superiores.

Por último, se han querido detallar los tipos de tarifa que existen en el mercado eléctrico, ya que la última encuesta Panel de Hogares realizada en el segundo semestre de 2016 por la CNMC a los hogares españoles, indicaba que el 44,2% de los hogares desconocían que tipo de tarifa tenían contratada y la mitad de los hogares no sabían si se encontraban en el mercado regulado o libre.

6 BIBLIOGRAFÍA

Agosti, L., Padilla, A.J. & Requejo, A. 2007, "El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados", *Economía industrial*, vol. 364, pp. 21-37.

Aldro energía. 2017. Disponible en: <https://aldroenergia.com/>.

Alonso, C.S. 2012, "El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico", *Papeles de economía española*, no. 134, pp. 101-116.

Alonso Timón, A.J. 2015, "Sector Regulados: Sector energético, Sector del transporte y Sector de las telecomunicaciones", *Editorial Dykinson, SL*.

Asensio Moreno, P. 2012, "Análisis del proceso liberalizador del sector eléctrico en España", *Universidad de Zaragoza*.

Antuñano, A.C. & Pizarro-Irizar, C. 2014, "La nueva reforma del mercado eléctrico español: eficiencia y austeridad", *Cuadernos económicos de ICE*, no. 88, pp. 96-126.

BizcaiLab. 2012, "La electricidad: tarifas y precios. Revisión histórica", *Deusto Tech energy*.

Blanco, P.B. 2005, "La liberalización del sector eléctrico en España, ¿un proceso incompleto o frustrado?", *INFORMACION COMERCIAL ESPANOLA-MONTHLY EDITION*-, vol. 826, pp. 259.

Bolea, M.T.E. 2014, "La reforma del sector eléctrico", *Razón y fe: Revista hispanoamericana de cultura*, vol. 269, no. 1385, pp. 201-211.

Castro-Rodríguez, F. 2007, "La configuración del mix tecnológico en un sistema eléctrico liberalizado", *Econ Ind*, vol. 364, pp. 75-86.

Colón Cortegoso, J. 2014, "Componentes del precio del recibo de la luz". Disponible en: <http://mifakturadeluz.com/>.

Colón Cortegoso, J. 2014, "Tarifas de acceso de electricidad". Disponible en: <http://mifakturadeluz.com/>.

Colón Cortegoso, J. 2015, "PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor)". Disponible en: <http://mifakturadeluz.com/>.

Ciarreta, A., Lagullón, M. & Zarraga, A. 2011, "Modelación de los precios en el mercado eléctrico español", *Cuadernos de Economía*, vol. 30, no. 54, pp. 227-250.

Club Español de la Energía. 2014, "El sector energético español y su aportación a la sociedad", *Biblioteca de la energía*.

Club Español de la Energía, 2017. Disponible en: <http://www.enerclub.es/>.

- CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia*. 2014, "Guía informativa para los consumidores de electricidad".
- CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia*. 2014, "Información básica de los sectores de la energía".
- CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia*. 2015, "Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad".
- CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia*. 2016, "Boletín de indicadores eléctricos de junio de 2016".
- CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia*. 2017, "Boletín de indicadores eléctricos de julio de 2017".
- CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia*. 2017, "Informe sobre el proyecto de real decreto por el que se regula el consumidor vulnerable de energía eléctrica, el bono social y las condiciones de suspensión del suministro para consumidores con potencia contratada igual o inferior a 10 kW".
- CNMC, *Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia*. 2017. Disponible en: <https://www.cnmc.es/>.
- Colás Elizalde, M. 2016, "Análisis del mercado eléctrico: desde generación hasta comercialización", *Universidad Pública de Navarra*.
- de Energía, Operación de Sistemas. 2003, "La capacidad de interconexión y el poder de mercado en sistemas eléctricos semi aislados como el español", *anales de mecánica y electricidad*, pp 60-66.
- Díaz Paredes, J. 2014, "Tarificación de la energía eléctrica", *Universidad de Valladolid*.
- Duvison Garcia, M. & Domínguez Aufrán, T. 2017, "La reserva de potencia en el Sistema Eléctrico Español", *Cuadernos de Energía*. no. 51, pp. 80-87.
- Energía y sociedad. 2017. Disponible en: <http://www.energiaysociedad.es/>
- Endesa. 2017. Disponible en: <https://www.endesa.com/es.html>.
- España. 1997, "Ley 54/1997, de 27 de noviembre", *Boletín Oficial del Estado*.
- España. 2007, "Ley 17/2007, de 4 de julio", *Boletín Oficial del Estado*.
- España. 2009, "Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril", *Boletín Oficial del Estado*.
- España. 2016, "Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre", *Boletín Oficial del Estado*.
- España. 2013, "Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico", *Boletín Oficial del Estado*.
- España. 2013, "Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre", *Boletín Oficial del Estado*.

- España. 2014, "Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo", *Boletín Oficial del Estado*.
- España. 2015, "Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.", *Boletín Oficial del Estado*.
- España. 2016, "Real Decreto-ley 7/2016, de 23 de diciembre", *Boletín Oficial del Estado*.
- Fabra, N. & Fabra Utray, J. 2010, "Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos", *Cuadernos Económicos de ICE*, vol. 79.
- Fabra, N. & Fabra Utray, J. 2012. "El déficit tarifario en el sector eléctrico español", *Papeles de economía española*, vol. 134, p. 88-100.
- Fabra Utray, J. (2012). ¿Qué pagamos en el recibo de la luz? Así funciona el sistema eléctrico español. *Hacia un nuevo modelo energético en España* (ANPIER).
- Fano, J.M.M. 2003, "Historia y panorama actual del sistema eléctrico español", *Física y Sociedad*.
- Federico, G., Vives, X. & Fabra, N. 2008, *Competencia y regulación en los mercados españoles del gas y la electricidad*, IESE, Centro Sector Público-Sector Privado.
- Fernández-Cuesta, N. 2016, "Veinte años de liberalización energética", *Cuadernos de energía*, no. 50, pp. 46-51.
- Folgado Blanco, J. 2016, "Hacia un nuevo modelo energético sostenible. Creciente protagonismo de la electricidad. Una reflexión general", *Cuadernos de la Energía*, no. 50, pp. 52-60.
- Gallego, C.J. & Victoria, M. 2012, "Entiende el mercado eléctrico", *El Observatorio Crítico de la Energía (OCE)*.
- García Alonso, A. 2014, "Análisis del mercado eléctrico español", *Universidad Pontificia Comillas*.
- García, F.L. & Arteta, S. 2014, "El déficit de tarifa y las reformas para corregirlo. El punto de vista comunitario", *Cuadernos de energía*, no. 43, pp. 33-40.
- Gómez, A., Dopazo, C. & Fueyo, N., 2016, "El "coste de no hacer" planificación energética. El alto precio de la improvisación para el sector español de generación eléctrica y para los ciudadanos", *Cuadernos de Energía*, no. 50, pp. 82-91.
- Larretxea Urrutia, M. 2015, "Arrojando luz. A coste cero", *Universidad Pública de Navarra*.
- Llorente Gallardo, J.A. 2016, "Análisis del mercado eléctrico en España", *Universidad de Valladolid*.
- Mainez de Lomo, Juan José 2015, "El Sistema Eléctrico Español y el futuro de la energía eólica renovable. Análisis económico financiero de Compañía Eólica Tierras Altas, SA", *Universidad de Valladolid*.

- Mantilla de Miguel, Á. 2014, "La industria de la electricidad: análisis del sector eléctrico español", *Universidad de Cantabria*.
- Mendoza Losana, A.I. 2013, "Nuevos costes de la energía: a partir del 1 de marzo, subidas para todos excepto para los consumidores", *Gómez-Acebo & Pombo*.
- MINETUR, *Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital*, 2017. Disponible en: <http://www.minetad.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>.
- Moreno, M.C. 2010, "Gestión activa de la demanda de energía eléctrica", *Universidad Carlos III, Madrid*.
- Navarro, C.E.B. 2004, "Análisis de la competencia en un mercado mayorista de electricidad: el caso de España", *Documento de trabajo*, pp. 04.
- OMEL. 2006, "Mercado de electricidad".
- OMIE, 2017. Disponible en: <http://www.omie.es/inicio>
- Plasencia Paz, D. 2014, "El déficit de tarifa en el sector eléctrico español", *Universidad de La Laguna*.
- Portela, N.F. & Utray, J.F. 2012, "El déficit tarifario en el sector eléctrico español", *Papeles de economía española*, no. 134, pp. 88-100.
- Quiroga Luces, J. 2013, "El sector eléctrico español: análisis de la competencia en el mercado mayorista", *Universidad de A Coruña*.
- Red Eléctrica de España. 2006, "El marco legal estable. Economía del sector eléctrico español 1988–1997".
- Red Eléctrica de España. 2011, "El suministro de la electricidad", *Un equilibrio entre generación y consumo*.
- Red Eléctrica de España. 2016, "El Sistema Eléctrico Español 2015".
- Red Eléctrica de España. 2017, "El Sistema Eléctrico Español 2016".
- Red Eléctrica de España. 2017. Disponible en: <http://www.ree.es/es>.
- Ríos, J.L., Rapún, J.L., Relaño, G. & Chiarri, A.S. 2011, "Mercados de electricidad en Europa", *Los nuevos mercados energéticos*, pp. 97-144.
- Sancha Gonzalo, J.L. 2011, "Tarifa eléctrica de Último Recurso (TUR)", *Cuadernos de Energía* 33, 68-74, Club Español de Energía (ENERCLUB).
- Sancha Gonzalo, J.L. 2014, "Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)", *Cuadernos de Energía* ,43, 68-76, Club Español de Energía (ENERCLUB).
- UNESA. *Asociación Española de la Industria Eléctrica*. 2017. Disponible en: <http://www.unesa.es/>.
- Uribe, P.M. 2009, "El déficit de tarifa", *Cuadernos de energía*, no. 25, pp. 33-36.

Esther Bonilla Martínez

Villaplana, P. & Cartea, A. 2011, "Un análisis de la evolución de los precios a plazo de energía eléctrica en España", *Los nuevos mercados energéticos*. Fundación de Estudios Financieros, pp. 193.

Vives, X. 2006, "El reto de la competencia en el sector eléctrico", *Occasional Paper OP*, no. 06/13