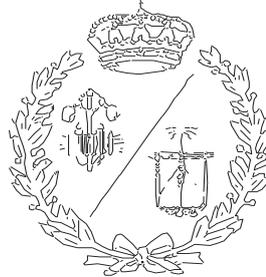


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Carrera

**EVOLUCIÓN Y ADAPTACIÓN
TÉCNICO-ECONÓMICA DE
PARQUES EÓLICOS**

**(Technical and economic evolution and
adjustment of wind farms)**

Para acceder al Título de

INGENIERO INDUSTRIAL

Autor: Ignacio Fernández Cruz

Mayo - 2014

ÍNDICE

1. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL.....	6
1.1 EL MIX ENERGÉTICO.....	6
1.1.1 Introducción	6
1.1.2 Energía Hidroeléctrica	8
1.1.3 Energía nuclear	13
1.1.4 Energía térmica. El carbón	15
1.1.5 Energía térmica. Fuel/Gas.....	18
1.1.6 Ciclo combinado	19
1.1.7 Energía solar	21
1.1.7.1 <i>Energía solar fotovoltaica.....</i>	<i>21</i>
1.1.7.2 <i>Energía solar térmica.....</i>	<i>22</i>
1.1.8 Energía térmica en régimen especial	23
1.1.8.1 <i>Energía térmica no renovable.....</i>	<i>23</i>
1.1.8.2 <i>Energía térmica renovable.....</i>	<i>24</i>
1.1.9 Energía eólica.....	25
1.1.10 El mix energético actual.....	27
1.2 EL MERCADO ENERGÉTICO	29
1.2.1 Introducción	29
1.2.2 La liberalización del mercado	29
1.2.3 La estructura del mercado	31
1.2.3.1 <i>El mercado mayorista</i>	<i>31</i>
1.2.3.2 <i>El mercado minorista</i>	<i>33</i>

1.2.3.3	<i>Componente regulada de la tarifa eléctrica</i>	36
1.2.3.4	<i>La moratoria nuclear</i>	39
1.2.3.5	<i>Primas al régimen especial</i>	43
1.2.3.6	<i>Déficit de tarifa</i>	50
1.2.3.7	<i>La factura eléctrica</i>	55
1.3	EL PROTOCOLO DE KYOTO	57
2.	BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES DE LA ENERGÍA EÓLICA	62
2.1	SISTEMAS DE EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL	62
2.2	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	63
2.2.1	Beneficios de la repotenciación según el EIA	77
2.3	ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA	82
2.3.1	Análisis del ciclo de vida aplicado a la energía eólica	86
2.3.1.1	<i>Impacto ambiental asociado a cada componente</i>	91
2.3.1.2	<i>Impacto ambiental asociado a las fases del C.V.</i>	99
2.3.1.3	<i>Tiempo de amortización energética</i>	101
2.3.2	Sensibilidad del análisis del ciclo de vida	104
2.3.3	Alternativas a los problemas planteados	110
2.3.3.1	<i>Vías de recuperación del composite de las palas</i>	110
2.3.3.2	<i>Extensión de la vida útil del aerogenerador</i>	117
2.3.4	Análisis del ciclo de vida de un parque repotenciado	121
2.3.5	Comparación con otras tecnologías	126

3. ESTUDIO DE LA REPOTENCIACIÓN EÓLICA.....	131
3.1 INTRODUCCIÓN	131
3.1.1 Legislación.....	132
3.1.2 Beneficios económicos.....	136
3.1.3 Límites	152
3.1.4 Experiencias en Europa	155
3.1.5 Experiencias en España.....	158
3.1.6 Programas de extensión de vida	162
3.2 COSTES DE UN PARQUE EÓLICO	169
3.2.1 Inversión inicial	169
3.2.2 Costes de operación y mantenimiento	187
3.3 INGRESOS DE UN PARQUE EÓLICO	192
3.4 RENTABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO.....	197
3.5 METODOLOGÍA	203
3.5.1 Objetivos y alcance.....	203
3.5.2 Herramienta de cálculo.....	204
3.5.3 Supuestos principales.....	211
3.5.4 Recopilación y tratamiento de datos	220
3.5.4.1 Escenario base	220
3.5.4.2 Caso 1: Repotenciación del escenario base.....	235
3.5.4.3 Caso 2: Extensión de vida del escenario base	249
3.6 INTERPRETACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS	256
3.6.1 Escenario base	256

3.6.2 Caso 1: Repotenciación del escenario base	260
3.6.3 Caso 2: Extensión de vida del escenario base.....	265
3.7 CONCLUSIONES	270
4. BIBLIOGRAFÍA.....	275

1. SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL

1.1 EL MIX ENERGÉTICO

1.1.1 Introducción

Para la realización del presente trabajo, resulta interesante revisar cual ha sido la evolución de sistema eléctrico español desde la década de los 40 hasta la actualidad, a fin de situar los antecedentes y poder analizar las perspectivas de futuro.

En las décadas de los 40 y 50, las primeras de la Dictadura, la energía eléctrica se obtenía principalmente por generación hidráulica. Esta apuesta por la construcción de centrales hidráulicas generó un gran debate debido a la ocupación de zonas de buenos cultivos como sucedió en el río Miño y su presa de Castrelo do Miño, en el río Ebro con las presas de Mequinzenza o Ribaroja o en el río Esla con la construcción de la presa de Riaño.

La dependencia energética de la generación hidráulica ocasionaba un problema de suministro en verano y otoño, épocas de escasez de agua. Para dar solución a esta problemática, en 1946 nace la Empresa Nacional de Electricidad S.A. con la construcción de la central térmica de Compostilla I en León.

En la década de los 60, España abre sus puertas al sistema económico internacional una vez finalizada la Dictadura. En esta época de desarrollo se hace cada vez más necesaria la importación de petróleo y el uso masivo de fuel-oil. La consecuencia fue la instalación de 11.000 MW de generación de energía por medio de fuel-oil.

En 1973 la situación da un giro debido a la crisis del petróleo por el conflicto bélico árabe-israelí, desestabilizando las economías occidentales, incluida la Española. El devastador efecto que dicha crisis tuvo en la producción de

energía eléctrica hacen que España refuerce su interés en la energía nuclear y el carbón. En los sucesivos años se instalaron siete centrales nucleares de una potencia unitaria entre 900 y 1.000 MW añadidos a dos grupos más pequeños ya existentes. Por otro lado, se construyen centrales térmicas próximas a las principales cuencas mineras con una potencia unitaria próxima a los 350 MW.

A finales de la década de los 80 surge la problemática del alto contenido en azufre del carbón nacional. Algunas empresas españolas participan en proyectos europeos de protección del medio ambiente mediante tecnologías de uso limpio del carbón, dando origen a la primera central de ciclo combinado en Puertollano con una potencia de 330 MW.

En 1985 nace Red Eléctrica Española S.A. para gestionar el transporte de la energía eléctrica en alta tensión y su posterior suministro en función de la demanda.

La década de los 90 se desarrolla bajo una gran abundancia de gas natural y el desarrollo de las centrales de ciclo combinado ya que no requieren de una gran inversión. El hecho de que la instalación de centrales de ciclo combinado fuese relativamente económica no hace necesaria ninguna regulación para reconocer la inversión de las empresas.

A mediados de década se produce un gran crecimiento en la construcción de parques eólicos que alcanzan una potencia instalada de 12.000 MW, generando un 8% de la producción total [1].

A partir del año 2000 y siguiendo las directivas europeas, que persiguen el cumplimiento del Protocolo de Kyoto, se produce un acelerado desarrollo de las tecnologías que emplean fuentes renovables para la producción de energía eléctrica. La eólica continua con su crecimiento y la energía solar fotovoltaica experimenta un gran desarrollo a finales de la década debido, entre otras razones, a las leyes que lo favorecen. A su vez, las instalaciones

de fuelóleo continúan desapareciendo hasta representar un porcentaje muy bajo dentro del sistema eléctrico.

Tras esta breve reseña histórica, a fin de estudiar la situación actual del sector energético en España, resulta interesante analizar cada una de las distintas fuentes de energía primaria y su evolución hasta llegar al actual mix energético español.

1.1.2 Energía Hidroeléctrica

Durante las últimas décadas, la energía hidroeléctrica en España ha disminuido su contribución al mix energético.

La producción de energía eléctrica en España tiene su origen en esta fuente de energía. Las primeras centrales hidráulicas se construyen en España a finales del siglo XIX llegando al punto de que, en 1901, dichas centrales representaban el 40% de las instalaciones existentes. Sin embargo, solo se aprovechaban los recursos en los consumos próximos a las instalaciones.

A comienzos del siglo XX se descubre la corriente alterna, permitiendo el transporte de la electricidad y por tanto el desarrollo de la producción de energía hidráulica, construyéndose las primeras grandes centrales hidroeléctricas. En el año 1914 comienza la explotación de uno de los grandes recursos hidráulicos españoles, el río Ebro y sus afluentes, mientras que el segundo gran aprovechamiento hidráulico, el río Duero y sus afluentes, tendría que esperar hasta 1918. Entre 1932 y 1935, aproximadamente un 75% de la producción provenía de las centrales hidráulicas pero su desarrollo se frenó en seco con la Guerra Civil Española.

Durante los años de guerra y los quince años siguientes no hubo progresos significativos en cuanto a producción de energía por lo que, en 1944, comenzaron los cortes por la escasez de producción que se prolongaron hasta 1957. Durante la década de los 40, el precio de la energía lo establece el Estado que los congela a niveles anteriores a la guerra hasta 1951. Esta

medida hace que las compañías no inviertan en nuevas instalaciones salvo en la zona de Galicia, donde empieza a desarrollarse la explotación hidráulica.

Ante esta situación, en 1944 se funda la Unión Eléctrica S.A. (UNESA) formada por las grandes empresas eléctricas del país. El objetivo era coordinar los recursos energéticos del país para que las distintas instalaciones se pusiesen al servicio del abastecimiento de la demanda del país, consiguiendo cubrir el déficit energético de las regiones que lo tuviesen con el excedente de la regiones en la que lo hubiese. Este conjunto de empresas constituía el 80% de la producción eléctrica total.

A comienzos de los años 50 comienza el desbloqueo internacional, llega capital extranjero y la economía comienza a transformarse. Para el sector hidroeléctrico esto se traduce en una reforma de las tarifas congeladas desde 1936 y por tanto, más posibilidades de inversión. El Decreto de 1951 establecía un sistema único de tarifas, las llamadas Tarifas Tope Unificadas, de aplicación en todo el país. Durante esta década se añaden 3.290 MW, de los cuales, el 67% es de carácter hidráulico. Además, se empiezan a construir las centrales de más de 50 MW.

Durante los primeros cuatro años de la década de los 60, en plena promoción de la energía hidroeléctrica, se añaden 2.584 MW en centrales, algunas con una increíble potencia para la época, como la de Aldeadávila con sus 810 MW. Estas cifras hacen que la potencia instalada desde 1960 hasta 1964 en centrales hidroeléctricas represente un 88.5% del total de este tipo de centrales instaladas en España. En los siguientes cinco años hasta completar la década de los 60 se vuelven a instalar aproximadamente la misma potencia, 2.312 MW. Este freno al crecimiento es debido al comienzo del desarrollo de las centrales térmicas de carbón y la tímida entrada de las centrales nucleares [2].

Durante las décadas de los 70 y los 80 se produce el freno del crecimiento hidroeléctrico debido al descenso de los recursos disponibles y a la cada vez

mayor inversión tanto de tiempo como de dinero que requieren. La evolución durante este periodo se centra en la aparición de las centrales de bombeo mixto inicialmente y bombeo puro a posteriori. También hay una pequeña evolución en las centrales de hasta 5 MW ya que se ofrecen ayudas gubernamentales para la ampliación de este tipo de centrales en forma de créditos y un precio de venta de la energía adecuado para incentivar la inversión.

Durante la década de los 90 aparece el Plan Energético Nacional 1991-2000 que establece ayudas a la cogeneración y a las energías renovables. La ley 40/1994 de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional establece un nuevo concepto, el "régimen especial" para instalaciones de energías renovables, residuos y cogeneración de hasta 50 MW e hidráulicas de hasta 10 MW, las conocidas como centrales de minihidráulica. La consecuencia es que la potencia hidroeléctrica instalada en centrales de hasta 10 MW se duplica durante la década de los 90 y se ha triplicado hasta la actualidad [1].

En la Figura 1.1 [1] se puede observar la evolución de la potencia hidroeléctrica instalada en España dentro del régimen ordinario desde 1990 hasta la actualidad. En la Figura 1.2 [1] se muestran los mismos resultados pero para la potencia hidroeléctrica instalada en el régimen especial, es decir, minihidráulica.

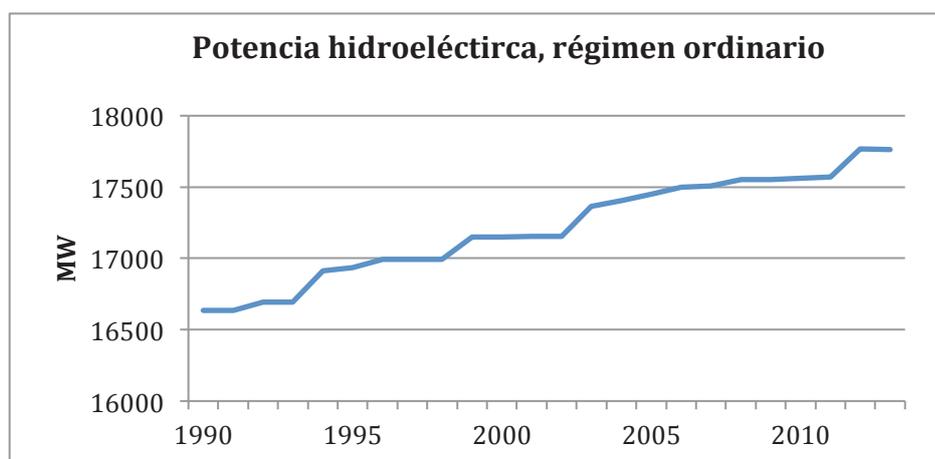


Figura 1.1: Evolución de la potencia hidroeléctrica, régimen ordinario

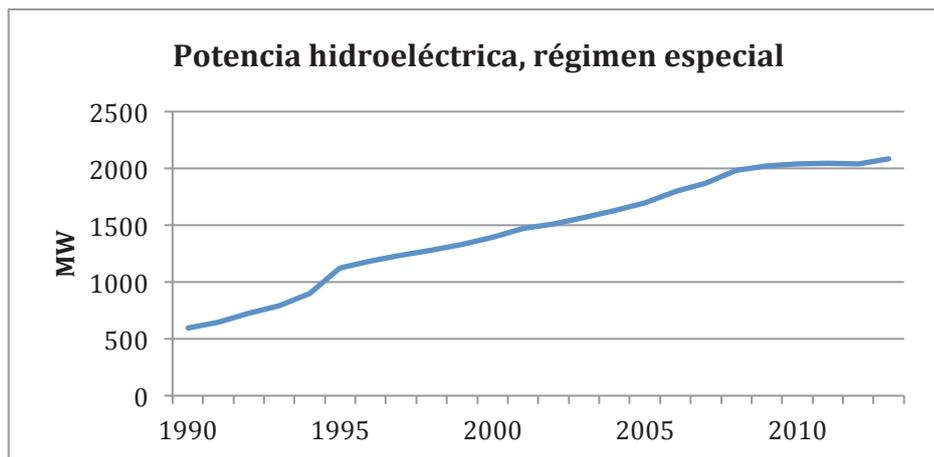


Figura 1.2: Evolución de la potencia hidroeléctrica, especial.

En la Figura 1.3 [3] se muestra la evolución de la contribución al mix energético español de la hidroeléctrica del régimen ordinario. La Figura 1.4[3] es análoga a la anterior pero asociada al régimen especial. Se puede observar como, en contraposición con la tendencia positiva de la potencia instalada, la contribución de la hidroeléctrica en el régimen ordinario ha sido decreciente en los últimos años, justamente lo contrario que ocurre con la perteneciente al régimen especial que se ha visto en aumento.

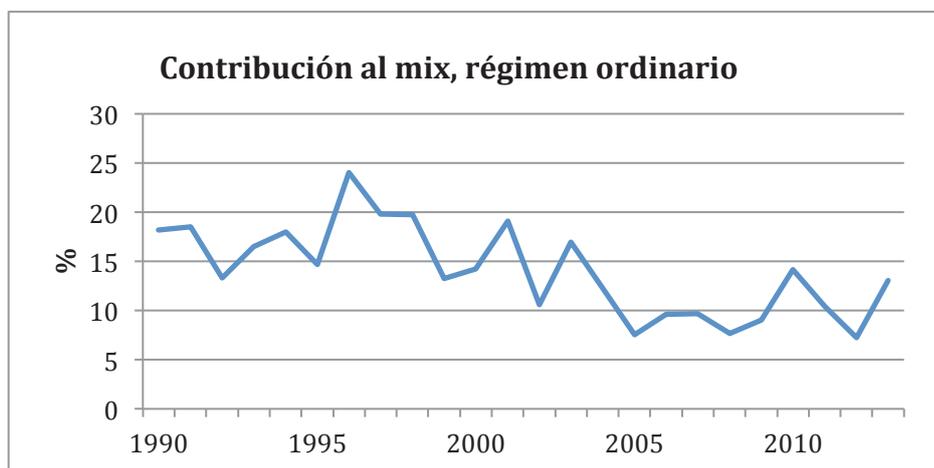


Figura 1.3: Contribución de la hidroeléctrica al mix energético, régimen ordinario

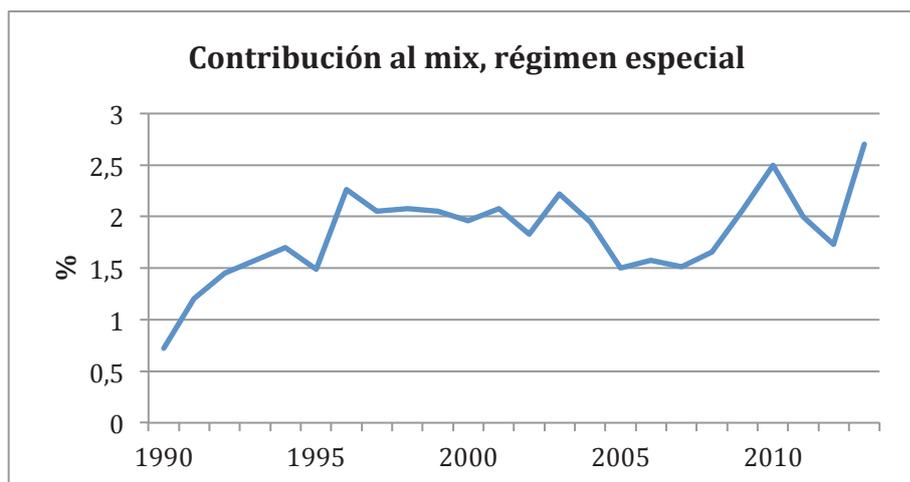


Figura 1.4: Contribución de la hidroeléctrica al mix energético, régimen especial

A modo de resumen, la situación anteriormente descrita se puede observar en la Figura 1.5 para el régimen ordinario y la Figura 1.6 para el régimen especial donde se presenta el ratio de la contribución al mix energético español por MW instalado.

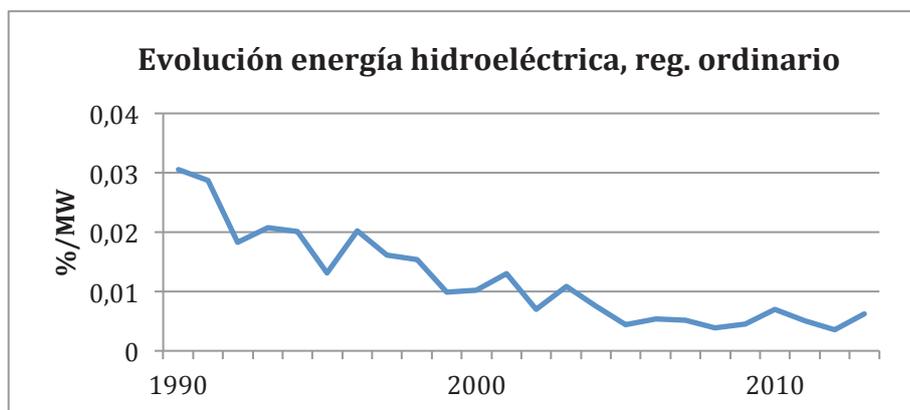


Figura 1.5: Contribución al mix por MW instalado, hidroeléctrica régimen ordinario

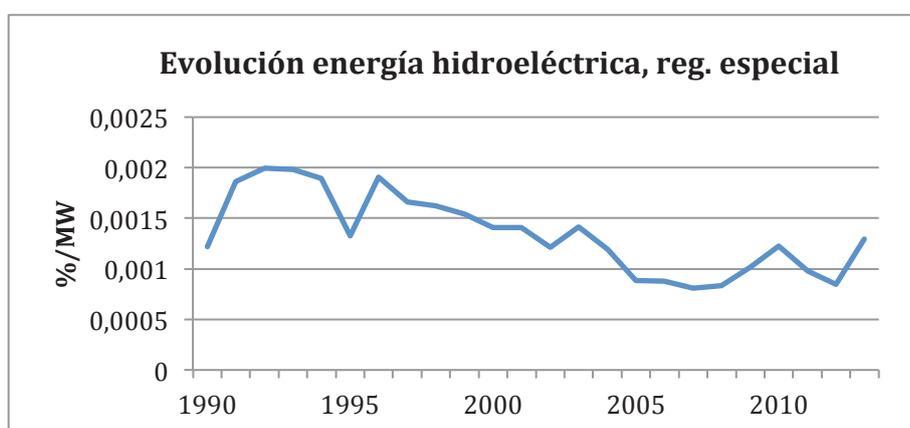


Figura 1.6: Contribución al mix por MW instalado, hidroeléctrica régimen especial

1.1.3 Energía nuclear

En 1968, se puso en funcionamiento la primera central nuclear en España, la Central Nuclear de José Cabrera, en Guadalajara. La instalación tenía una potencia de 150 MW, el origen de los más de 7.500 MW que ha llegado a tener instalados este sector.

En 1970, se inaugura en Burgos la Central Nuclear Santa M^a de Garoña. Con una potencia de 466 MW representaba un salto cualitativo respecto a su antecesora. En 1972, en Tarragona, la Central Nuclear de Vandellós I, con una potencia de 480 MW daba por concluida la llamada "primera generación" de centrales.

En 1979 vio la luz el Plan Energético Nacional PEN-79 que apostaba claramente por la energía nuclear como fuente de generación primaria tras el desastre del petróleo de 1973 y la dependencia Española del mismo. En dicho PEN-79 se pretendía una potencia instalada de 10.500 MW para 1987, autorizando la construcción de las centrales nucleares de segunda y tercera generación.

La segunda generación de centrales hizo su aparición en los 80 y la formaban las centrales de Almaraz I y II, Ascó I y II y Cofrentes, siendo esta última de una potencia cercana a los 1.000 MW.

El Plan Energético Nacional de 1983, PEN-83, dio marcha atrás al ambicioso programa anterior y lo justificaba con razones económicas, técnicas y sociales. La consecuencia fue la paralización de algunas centrales en construcción, decisión conocida como moratoria nuclear. Así, a finales de los 80 se instauró la tercera generación de centrales nucleares, formada por Trillo I y Vandellós II, superando esta última los 1.000 MW de potencia. Para esta tercera generación estaba prevista la instalación de cinco centrales nucleares más, la de Valdecaballeros I y II, Lemóniz I y II y Trillo II que fueron paralizadas por la moratoria nuclear del Plan Energético Nacional de 1983.

Debido a un incendio en una de las turbinas de Vandellós I en 1989, a potencia nuclear instalada en España se redujo a 7.000 MW, lo que no impidió que durante la década de los 90, las centrales nucleares produjesen más de 30% de la electricidad generada en España.

El Plan Energético Nacional de 1991-2000, PEN-91, apostaba por la diversificación de las fuentes de energía potenciando el gas y las renovables en detrimento de la nuclear, el carbón y el fuel-oil. En 1994, las centrales proyectadas que se encontraban afectadas por la moratoria nuclear fueron canceladas definitivamente por lo que nueve es el número total de centrales nucleares que se llegaron a instalar en España.

Tras algunos procesos de mejora en los reactores, se ha conseguido mejorar el rendimiento de los mismos alcanzando una potencia instalada cercana a los 8.000 MW [4].

En la Figura 1.7 [1] podemos observar la evolución de la potencia nuclear instalada desde sus orígenes y en la Figura 1.8 [3] su contribución al mix energético español. Se puede apreciar el salto inicial debido a la primera generación, un segundo salto debido a la segunda generación y un pequeño salto, a finales de los 80 debido a la tercera generación. Desde entonces, la potencia ha permanecido prácticamente constante a la espera del desmantelamiento proyectado para algunas de las centrales en funcionamiento.

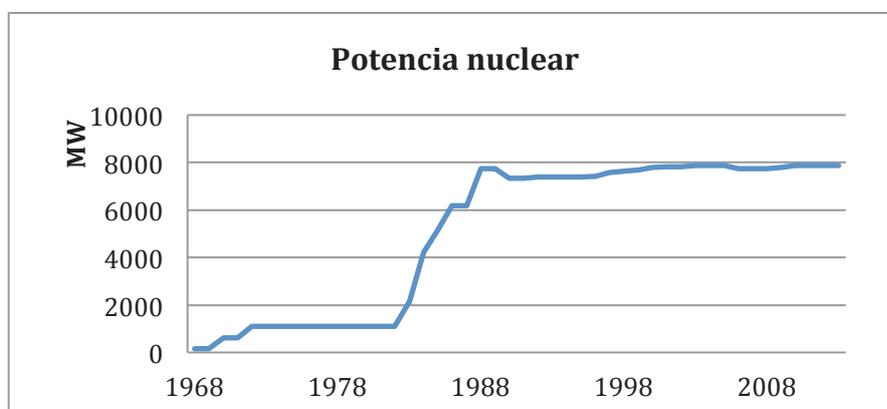


Figura 1.7: Evolución de la potencia nuclear instalada

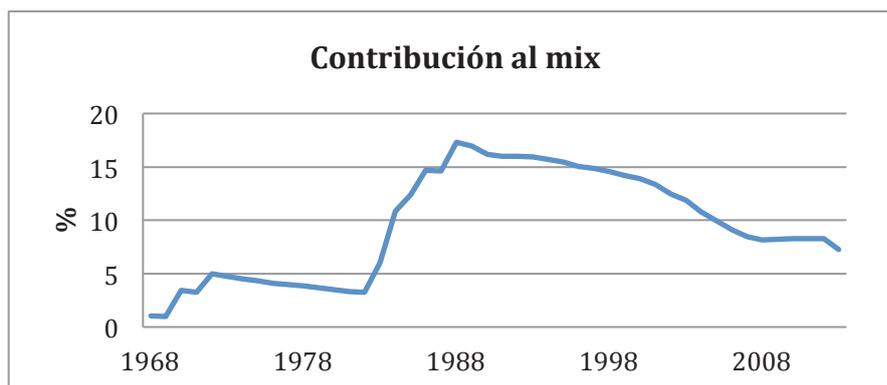


Figura 1.8: Evolución de la contribución al mix energético, nuclear

A modo de resumen, la situación anteriormente descrita se puede observar en la Figura 1.9 el ratio de la contribución al mix energético español por MW instalado.

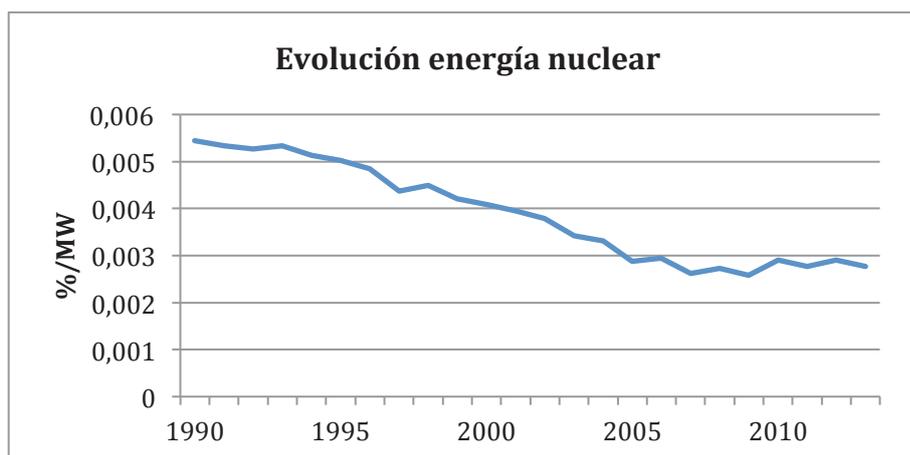


Figura 1.9: Contribución al mix por MW instalado, nuclear

1.1.4 Energía térmica. El carbón

Como ya se ha indicado cuando se ha hablado de la energía hidroeléctrica, la electrificación en España tuvo su origen en las fuentes autóctonas, y al igual que los recursos hídricos, el carbón tuvo un papel principal.

El carbón comenzó como una ayuda a la energía hidroeléctrica para cubrir el aumento de demanda, creciente año a año y además suponía una alternativa en los periodos de escasez de agua. Comienza así, un plan de

construcción de centros de generación próximos a las principales cuencas mineras durante la década de los 50.

La aparición del petróleo no solo hizo daño al sector hidroeléctrico si no que también se produjo una recesión en el sector del carbón. No duraría mucho pues sendas crisis del petróleo en el 73 y en el 79 dejaron a España en una situación muy comprometida debido a la ausencia del recurso en el país. Fue durante esta escasez de petróleo cuando el Estado promovió más la construcción de centrales térmicas de carbón, haciéndolo además, de una forma muy numerosa y acelerada. En la década de los 80 no solo se quemaba carbón nacional en España si no que se comenzaba la instalación de centrales térmicas para la combustión de carbón de exportación en el sur del país, la zona con más escasez de este recurso.

Durante la década de los 90, aproximadamente el 40% de la energía producida en España provenía de la combustión del carbón, variando en función de la disponibilidad de recursos hidroeléctricos o de petróleo, pero siempre representando una parte muy importante del mix [5].

No se ha construido ninguna central de carbón nueva durante los últimos diez años y la tendencia es hacia la reducción de las emisiones de CO₂ tanto por el coste de emisión de las mismas como por el respeto al medio ambiente.

Desde 1990 hasta la actualidad, la evolución de la potencia instalada de esta fuente de energía se representa en la Figura 1.10 [1] y la contribución al mix energético en la Figura 1.11 [3]. Se puede comprobar su crecimiento durante los primeros años de los 90 pero, debido a la evolución de otras tecnologías, su cada vez menor contribución al mix energético español.

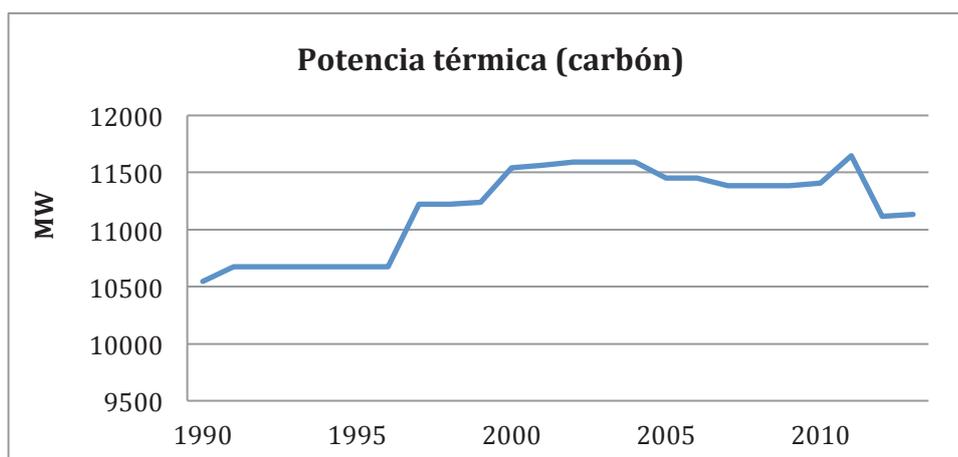


Figura 1.10: Evolución de la potencia térmica (carbón) instalada

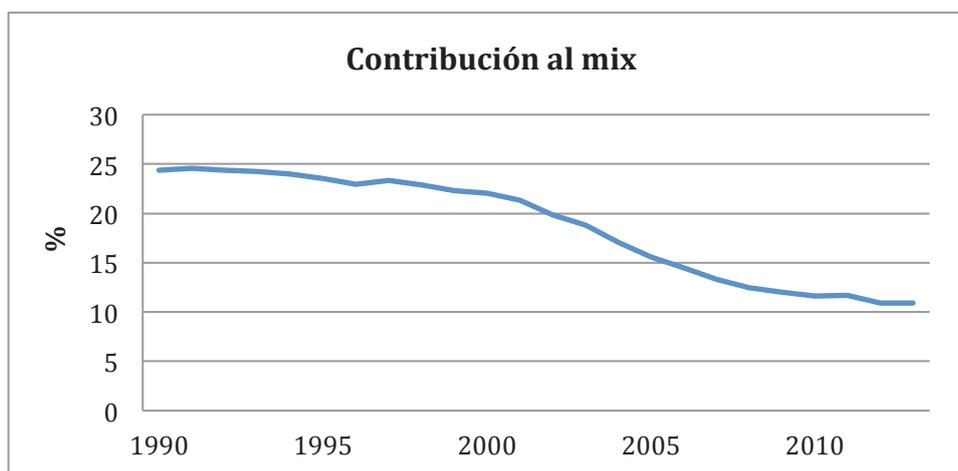


Figura 1.11: Evolución de la contribución al mix energético, térmica (carbón)

Las razones de este descenso son varias pero cabe destacar el agotamiento de muchos de los yacimientos, la mala calidad o dificultad de explotación de otros, lo que eleva mucho su coste, o la ya comentada política energética actual que, ante la falta de subvenciones por parte del Estado, dificulta el desarrollo de las actividades dentro del sector del carbón.

Como resumen, se presenta en la Figura 1.12 el ratio de la contribución al mix energético español por MW instalado.

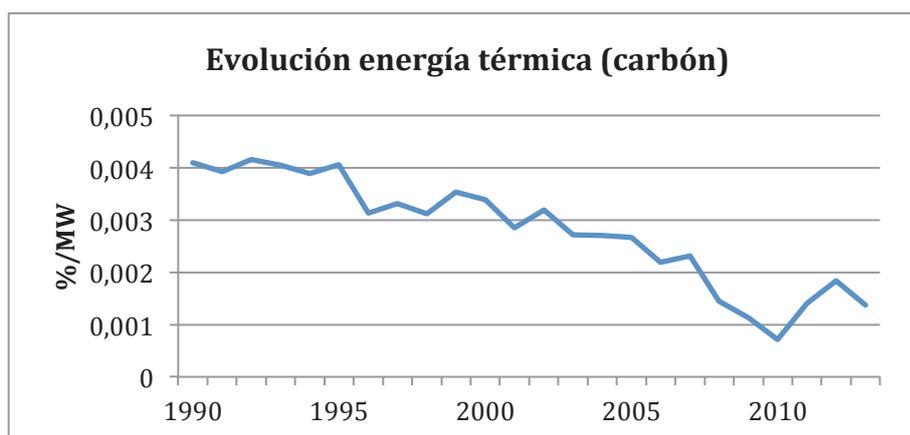


Figura 1.12: Contribución al mix por MW instalado, térmica (carbón)

1.1.5 Energía térmica. Fuel/Gas

Al finalizar la Segunda Guerra Mundial, el petróleo se posicionó como la gran fuente de energía para el futuro. España, en pleno desarrollo económico apostó fuerte por el petróleo al igual que el resto de economías europeas. Las razones para la utilización del petróleo eran muy contundentes ya que el precio del mismo no era muy elevado, se transporta fácilmente y tiene un alto poder calorífico.

A pesar de la crisis del petróleo de 1973, las centrales térmica de fuelóleo produjeron una cifra record de 38.650 millones de kWh en 1976, representando un 43% de la total producida ese año. Sin embargo, 1976 no fue más que el punto de inflexión para esta fuente de energía ya que su consumo ha ido disminuyendo hasta hoy en día debido a la segunda crisis del petróleo en 1979 y a la ausencia de petróleo en España [6].

En 2001 ya solo representaba aproximadamente el 10% en el mix energético Español y en 2013 un reducido 3%. Actualmente, el uso del fuelóleo se limita al apoyo de centrales que trabajan con otro tipo de combustible, normalmente gas natural. Sin embargo, debido a la escasez de otros tipos de recursos, en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla sigue representando una parte importante de su mix de generación [6].

En la Figura 1.13 [1] podemos se observa la evolución de la potencia instalada en la producción de energía por medio de fuelóleo y en la Figura 1.14 [3] su contribución al mix energético peninsular.

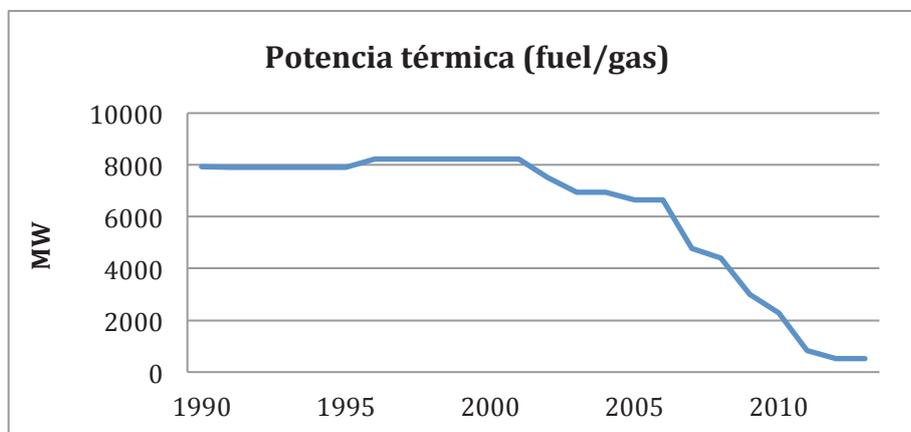


Figura 1.13: Evolución de la potencia térmica (fuel/gas) instalada

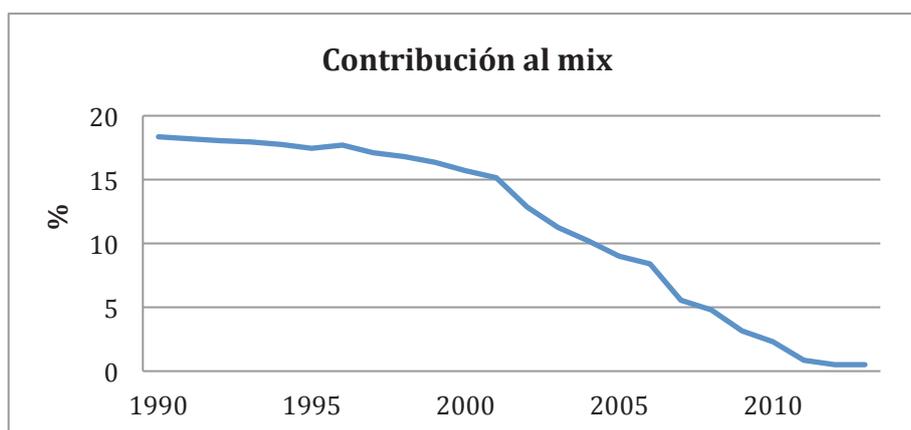


Figura 1.14: Evolución de la contribución al mix energético, térmica (fuel/gas)

1.1.6 Ciclo combinado

Las centrales de ciclo combinado han sido las ultimas en incorporarse al mix energético español.

Una central de ciclo combinado se compone de una turbina de gas y una turbina de vapor. El combustible principal es el gas natural que se combustiona para general energía eléctrica en la turbina de gas y se aprovecha posteriormente el calor residual en la turbina de vapor. El rendimiento de este tipo de centrales es de un 55% cuando las centrales

térmicas convencionales tienen un rendimiento del 35%, por lo que es fácilmente comprensible la sustitución de las mismas por las modernas de ciclo combinado [7]. Sin embargo, el gas natural es un producto ligado al petróleo y tiene la misma incertidumbre de precios comentada anteriormente en el caso del petróleo.

El año 2002 supuso el nacimiento de este tipo de tecnología en la producción de energía eléctrica, con una potencia instalada de 2.737 MW, cifra que en 2013 ha llegado a alcanzar los 27.552 MW instalados, representando el 26% de la potencia instalada en España, o lo que es lo mismo, la más significativa [7].

En la Figura 1.15 [1] podemos ver el gran desarrollo que ha sufrido esta tecnología en cuanto a potencia instalada. De la misma manera, en la Figura 1.16 [3] se observa su creciente contribución al mix energético.

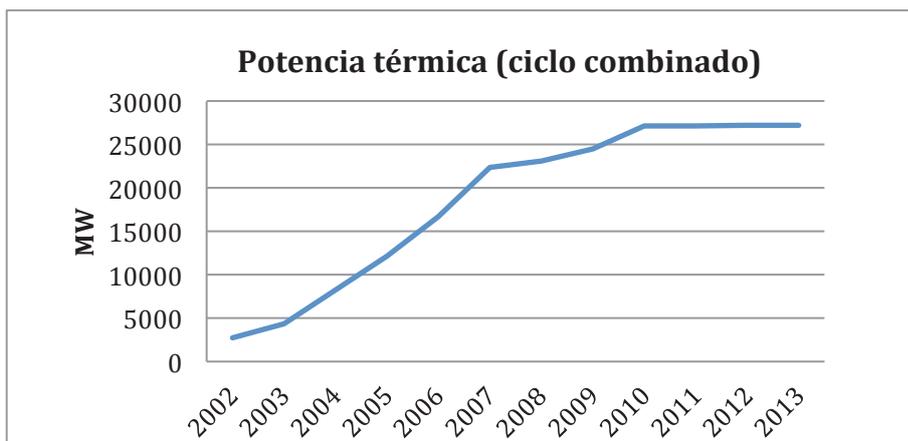


Figura 1.15: Evolución de la potencia térmica (c.c.combinado) instalada

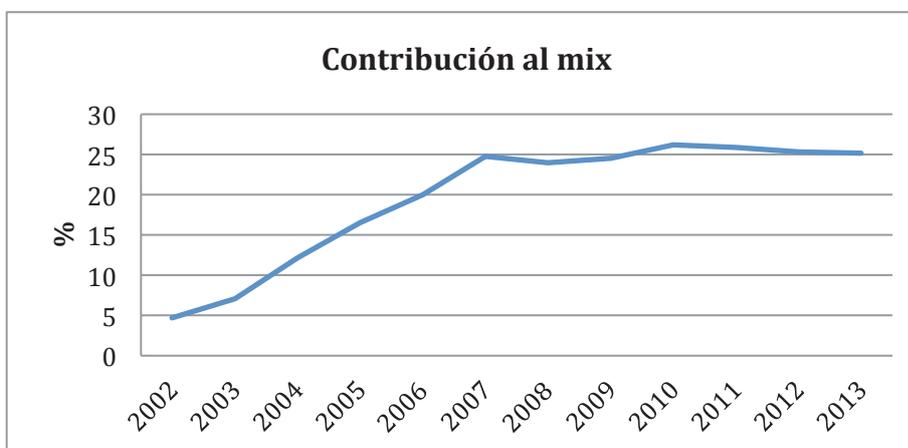


Figura 1.16: Evolución de la contribución al mix energético, térmica (c.c.combinado)

La evolución de esta tecnología se representa mediante el ratio de su contribución al mix por MW instalado. Se observa que, tras su crecimiento inicial, se encuentra, en los últimos cinco años, en claro declive.

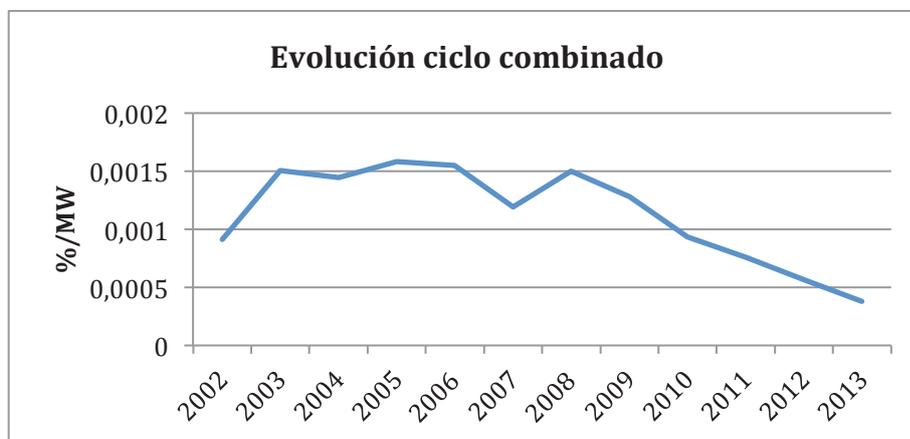


Figura 1.17: Contribución al mix por MW instalado, ciclo combinado

1.1.7 Energía solar

1.1.7.1 Energía solar fotovoltaica

Las instalaciones fotovoltaicas en España no han representado una potencia instalada significativa hasta el año 2008 cuando pasó de los poco más de 600 MW instalados en 2007 a los 3.200 MW [8].

A pesar de la tardía explosión de esta fuente de energía, ya en el año 1994 se disponía de 1 MW para usos de investigación y desarrollo. El potencial solar de España es indiscutible y ya en 1995 se produjeron mediante sistemas fotovoltaicos aislados (no centrales eléctricas) 8,7 millones de kWh en España, situándose como el mayor productor de Europa que produjo en ese mismo año un total de 30 millones de MW [8].

El PER 2005-2010 marcaba una potencia instalada objetivo de 20 MW para 2010, cifra muy lejana a los 3.656 MW finalmente instalados [9].

La alta inversión que requieren estas instalaciones unido a la crisis económica actual han derivado en un freno al desarrollo de esta fuente de energía.

1.1.7.2 Energía solar térmica

Esta tecnología no ha alcanzado un nivel de desarrollo significativo en España. A pesar de haber adquirido cierto valor a nivel industrial, su aportación al mix energético es muy limitada.

Actualmente esta tecnología ofrece soluciones a la industria en aplicaciones como calefacción o agua caliente. A nivel de producción de energía, estos sistemas se suelen acoplar a otros de producción de energía eléctrica convencional ya que la dependencia de estos sistemas solares de forma independiente para la producción de energía es poco realista.

Esta tecnología aparece en el mix energético por primera vez en 2006 con 11 MW instalados y en los últimos años ha crecido hasta situarse en 2.300 MW en el año 2013 [1].

En la Figura 1.18 [1] se observa la evolución de ambas tecnologías, tanto fotovoltaica como fototérmica en los últimos años así como en la Figura 1.19 [3] se puede ver su contribución al mix energético.

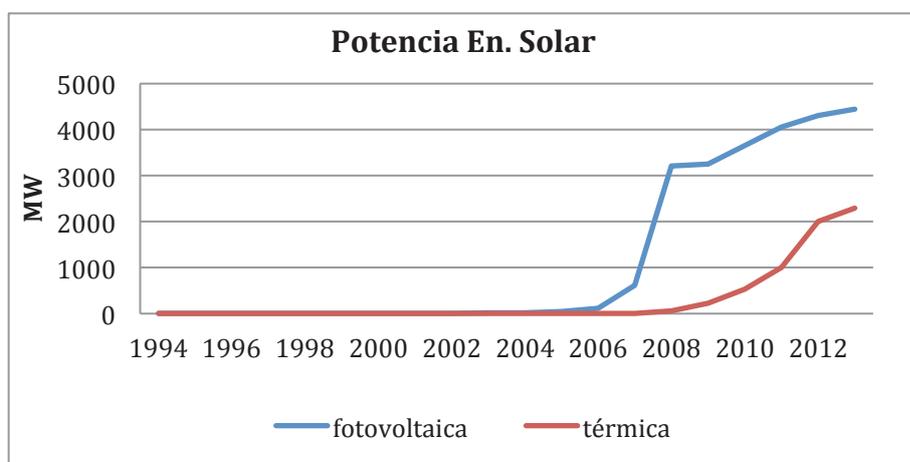


Figura 1.18: Evolución de la potencia de la energía solar instalada

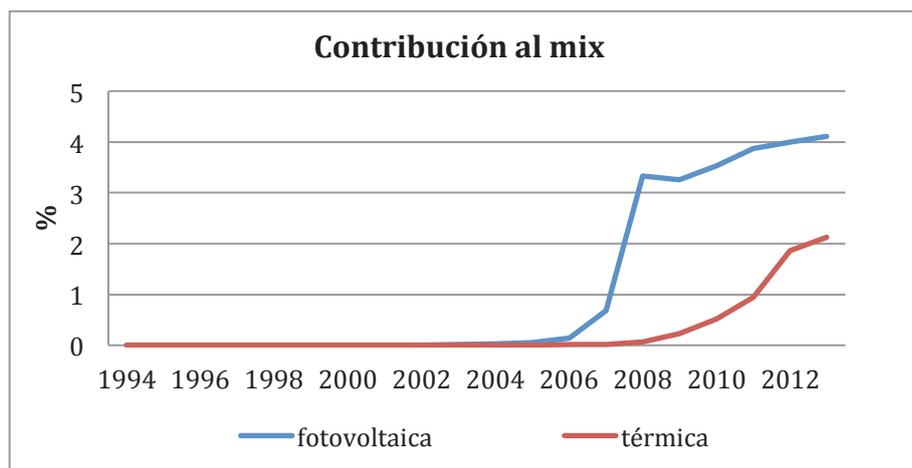


Figura 1.19: Evolución de la contribución al mix energético, en. solar

1.1.8 Energía térmica en régimen especial

1.1.8.1 Energía térmica no renovable

La tecnología que representa la energía térmica no renovable es la cogeneración. La cogeneración es una tecnología que permite la producción y aprovechamiento conjunto de calor y electricidad aumentando el rendimiento, del orden del 80%. Se emplea como solución cuando es necesario un suministro conjunto y continuo de energía térmica y eléctrica. El vapor generado no solo se envía a las turbinas si no que se extrae en determinados puntos para suministrar calor. La mayoría de instalaciones utilizan gas natural como combustible pero también las hay de fuelóleo y el motivo de que estén enmarcadas en el régimen especial es el reducido impacto ambiental que tienen debido a su alto rendimiento ya que no se subvenciona.

La cogeneración presentaba en 1990 una potencia instalada de 159 MW por su carácter de tecnología en vía de desarrollo. En el año 1995 duplicó su potencia instalada respecto a 1994, llegando a los 1.163 MW. La media de crecimiento desde entonces ha estado en torno a los 350 MW anuales, muy constante, llegando a los 7.019 MW en 2013 [1]. La gran limitación para que esta tecnología se siga desarrollando es que cada día es más complicado buscar usos industriales en los que sea interesante implementarla.

1.1.8.2 Energía térmica renovable

La energía térmica renovable es la obtenida por combustión de fuentes renovables, es decir, la biomasa y el biogás.

Actualmente estas tecnologías están en fase de desarrollo y representan una minúscula parte del mix energético Español.

En la Figura 1.20 [1] se muestra la evolución de la potencia instalada de estos dos tipos de tecnología y en la Figura 1.21 [3] su contribución al mix energético.

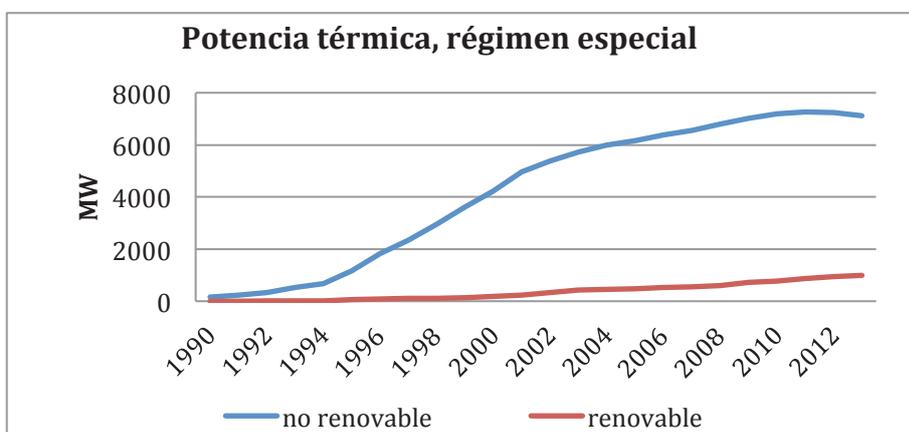


Figura 1.20: Evolución de la potencia térmica, régimen especial

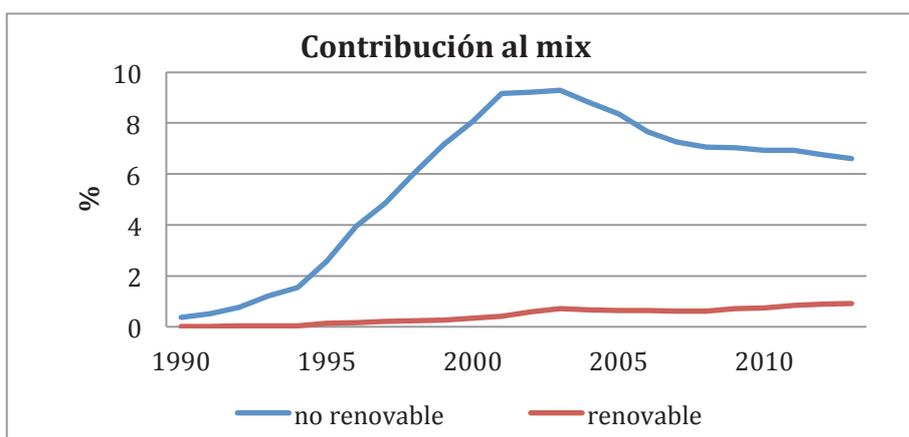


Figura 1.21: Evolución de la contribución al mix energético, térmica régimen especial

La Figura 1.22 representa el ratio del porcentaje que representa la energía térmica no renovable por MW instalado.

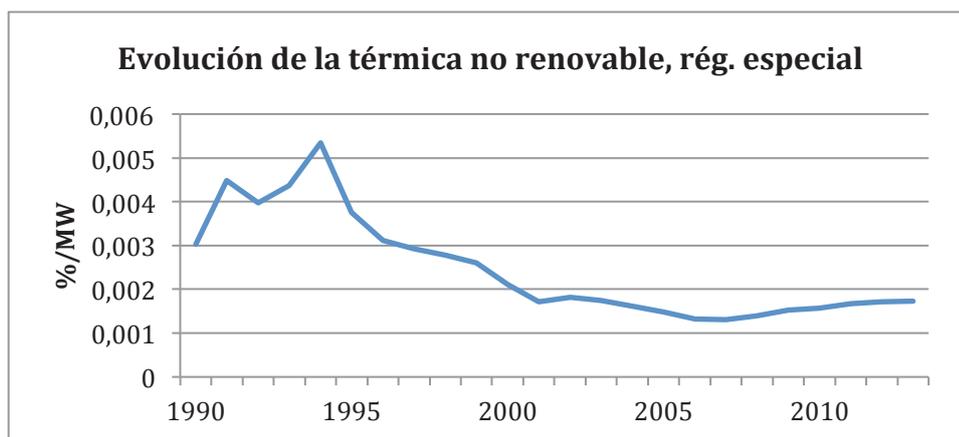


Figura 1.22: Contribución al mix por MW instalado, térmica no renovable, rég. especial

1.1.9 Energía eólica

En España, los orígenes de la producción de energía eléctrica mediante el uso de aerogeneradores se remonta a 1978. Este año se instaló un aerogenerador de 100 kW en Tarifa (Cádiz) con la finalidad de investigar el desarrollo de una tecnología tan prometedora. Durante los años siguientes y la década de los 80 se continuaba con la instalación de pequeños parques destinados a la experimentación y ya en la década de los 90, concretamente en 1992 se instala el primer parque eólico con fines comerciales.

Durante la década de los 90, se lleva a cabo un importante desarrollo de las energías renovables a fin de buscar una alternativa a la fuente de energía más común, el petróleo. La necesidad creciente de energía, su importancia para la economía del país y un interés en aumento de la preocupación por la protección del medio ambiente, especialmente por la emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero como el CO₂, propicia la búsqueda de nuevas fuentes de energía, entre ellas la eólica. El crecimiento de la eólica en España ha sido muy significativo y a día de hoy no ha existido ninguna otra fuente renovable de energía que haya presentado tasas de crecimiento semejantes a las de la eólica, siendo un modelo de referencia no solo en España, sino a nivel mundial también.

En la Figura 1.23 [1] se observa un fuerte crecimiento durante la década de los 2000 y una pequeña tendencia a su estancamiento a comienzos de

2010. En la Figura 1.24 [3] se observa como su contribución al mix energético español ha sido cada vez mayor, situándose a la cabeza de todas las tecnologías existentes.

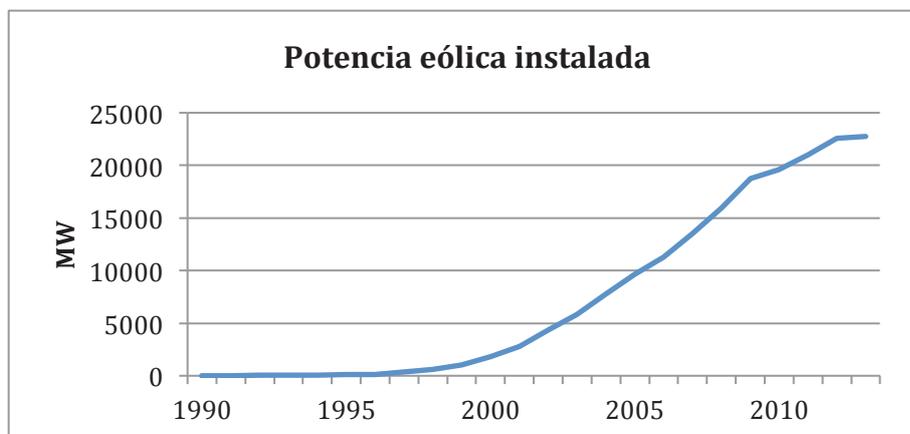


Figura 1.23: Evolución de la potencia eólica

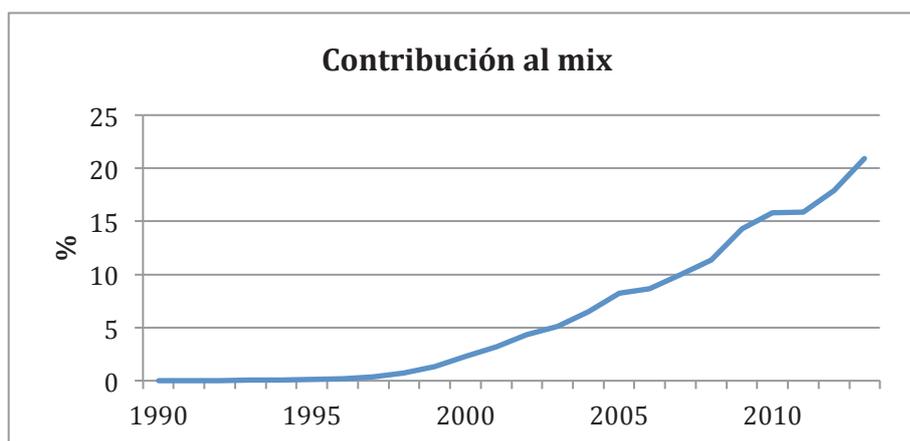


Figura 1.24: Evolución de la contribución al mix energético, eólica

Sin embargo, el sector de la eólica aportó en 2012, por primera vez en su historia, un 1% al Producto Interior Bruto, según apunta el estudio macroeconómico realizado por la Asociación de Productores de Energías Renovables. En el mismo informe de la APPA también se apunta que se produjo un gran ahorro en importaciones de combustibles fósiles y por tanto una gran reducción en la emisión de CO₂ a la atmosfera además de que, durante el año 2012, se generaron más de 13.000 puestos de trabajo en el sector de la eólica. Esta cifra representa un ligero descenso de unos 8.000 puestos de trabajo respecto al año anterior pero que comparado con la

reducción radical de nuevos puestos de trabajo en otros sectores de la industria, representa un porcentaje limitado [10].

A pesar de todo, como ya se ha indicado con anterioridad, el sector eólico se encuentra en una situación de recesión desde 2009 aproximadamente. Concretamente, durante el año 2013 la potencia aumentó en 175 MW, el menor ritmo de crecimiento de los últimos 16 años [1]. Esto se debe a factores diversos como los que se indican a continuación:

- Crisis económica a nivel internacional que ha provocado el progresivo recorte de la cuantía de las primas así como del período remunerado, como se verá más adelante.
- La capacidad del sistema eléctrico español para absorber cantidades significativas de energía eólica.
- Falta de ambición que se refleja del Plan de Energías Renovables 2011-2020, con una previsión de potencia instalada, a medio plazo, muy por debajo del potencial español y que rompe con la tendencia marcada por el mismo plan durante el periodo 2005-2010.
- Inclusión en el mercado de fabricantes chinos de aerogeneradores y la consecuente pérdida de competitividad de los fabricantes españoles
- La reforma energética de 2013 con el ya existente Real Decreto-Ley 9/2013, Ley 24/2013 del sector eléctrico que ya esta en vigor y el borrador de Real Decreto sobre renovables.
- Otros aspectos indirectos de normas no referidas a la eólica

1.1.10 El mix energético actual

El mix energético en España ha ido cambiando significativamente desde los orígenes de la industria energética hasta la producción, transporte y distribución masiva de la energía eléctrica.

Tras la evolución histórica de las distintas fuentes de energía que se ha desarrollado en los puntos anteriores, se ha llegado a una situación en la

que, actualmente, el mix energético esta compuesto por una gran variedad de fuentes de energía, siendo considerablemente completo.

En la Figura 1.25 [1] se muestra el mix energético desde el punto de vista de potencia instalada, en el año 2013:

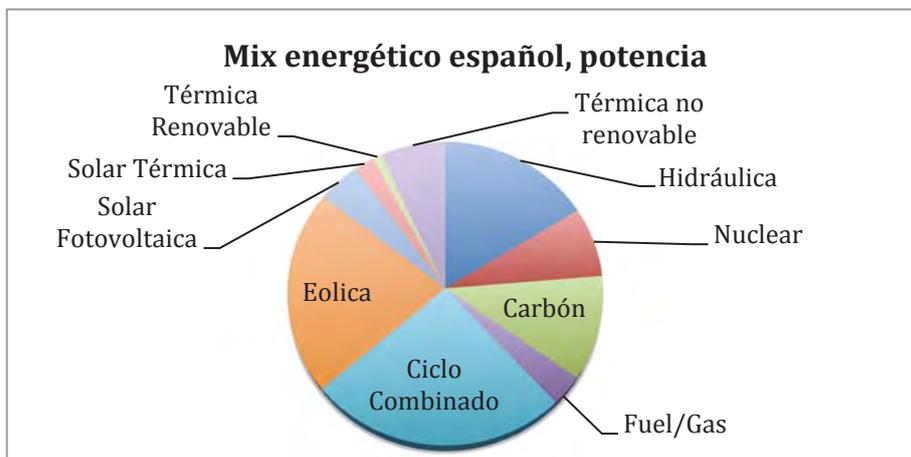


Figura 1.25: Potencia Instada en España en 2013

El balance energético, es decir, la aportación a la demanda nacional de energía eléctrica por tipo de fuente de energía es la representada en la Figura 1.26 [3].

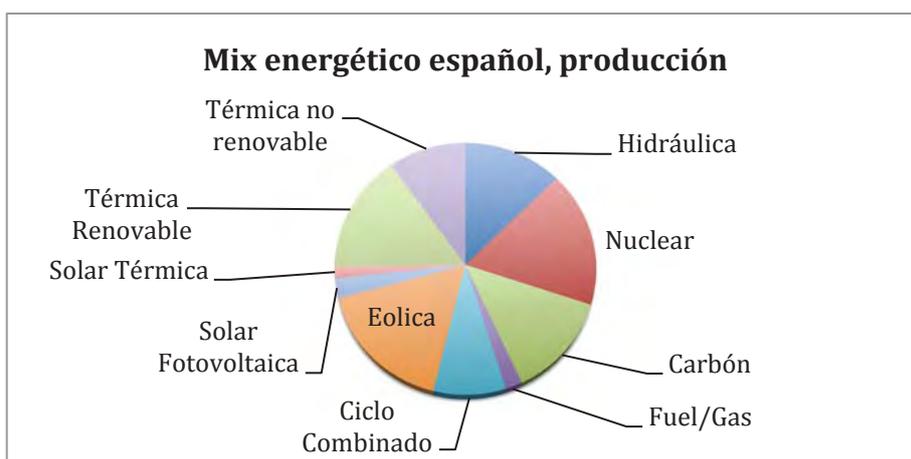


Figura 1.26: Cobertura de la demanda de energía en 2013

Como se puede comprobar, en el ultimo año la energía eólica ha estado a la par de la nuclear en cuanto a la aportación de energía a la red, muy por

encima de la aportación de las centrales de ciclo combinado que, sin embargo, representan la mayor parte de la potencia instalada en España. Además, la demanda de energía en España, ha decaído un 2,39% [3] desde 2012 por lo que teniendo en cuenta estos datos parece interesante hacer un análisis de la evolución del mercado energético Español.

1.2 EL MERCADO ENERGÉTICO

1.2.1 Introducción

El mercado energético Español ha pasado por dos fases muy diferenciadas. Hasta 1997 era el gobierno el encargado de fijar las tarifas eléctricas, sin embargo, a partir de entonces entra en vigor la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Dicha ley y sus posteriores modificaciones en 2002, 2004 y 2007 liberalizaron el mercado de la energía eléctrica. La tercera y última fase, la más actual, es la Ley 24/2013 aprobada en Diciembre de 2013 supone un giro de tuerca en el Sector Eléctrico ya que modifica la política de primas existente, afectando al sector eólico y por tanto siendo de interés para este estudio. La carta de presentación de dicha Ley trata de solucionar algunos de los problemas derivados de la primera Ley de liberalización del mercado en 1997, principalmente el déficit de tarifa, así como otros derivados de políticas de gobiernos anteriores como la moratoria nuclear.

1.2.2 La liberalización del mercado

El 28 de noviembre de 1997 se publica el BOE con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico para su puesta en funcionamiento el día 1 de Enero de 1998. Dicha ley posicionaba a España como uno de los países más avanzados en materia de liberalización del sector y suponía una excelente respuesta a la Directiva Europea 96/92/CE publicada tan solo un año antes.

Hasta la puesta en marcha de esta Ley, el gobierno ponía los precios de la energía eléctrica en España, basándose en criterios principalmente de

costes de la misma por lo que el suceso es una auténtica revolución, no una simple mejora de la ya antigua Ley de 1954 y sus posteriores modificaciones.

En la fecha de su publicación, varias fuentes del gobierno manifestaron que esta Ley daba respuesta a la creciente demanda de energía eléctrica del país, a la importancia de la misma en un país que busca ser una potencia mundial, y a la reducción mediante la libre competencia, de los precios de las tarifas para que fuesen más asequibles para la población, llegando incluso a ser más bajas que en Alemania. Efectivamente las tarifas bajaron y se llegaron a posicionar por debajo del precio Alemán, pero la consecuencia tiene nombre propio, el déficit de tarifa.

Algunas de las principales características de la Ley 54/1997 [11]:

- Establece el procedimiento de autorización para la producción de electricidad.
- Establece el mecanismo de recuperación de los costes de transición a la competencia.
- Establece la organización y el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad.
- Establece la regulación y procedimientos de remuneración de las actividades de transporte y distribución.
- Establece la liberación de las actividades de generación y comercialización.
- Establece el Régimen Especial de producción de energía eléctrica.
- Creación de la Comisión Nacional de Energía (CNE).
- Creación del operador del sistema y gestor de la red (REE).
- Creación del Operador del Mercado Eléctrico (OMEL).

1.2.3 La estructura del mercado

Con la Ley 54/1997 el mercado energético quedaba dividido en dos segmentos:

1. El mercado minorista: liberalización de los contratos entre empresas comercializadoras y consumidores cualificados.
2. El mercado mayorista: que a su vez se divide en tres ya que se pueden firmar contratos bilaterales entre agentes pero lo más común es que la energía pase por el mercado organizado llamado Spot o Mercado Diario y por el Mercado Intradía que es un mercado de ajustes. Hay un mercado complementario, el Mercado de Servicios Complementarios que se encarga de la fiabilidad del sistema de distribución y transporte.

1.2.3.1 El mercado mayorista

El funcionamiento del mercado mayorista es el siguiente:

1. La oferta la componen los agentes, es decir, los productores o compañías eléctricas.
2. La demanda son las empresas distribuidoras, las comercializadoras, los consumidores cualificados y los agentes externos que se dedican a la exportación de energía.
3. A partir de las 10:00 a.m. OMEL subasta todos los intervalos del Mercado Diario del día siguiente, es decir, 24 subastas.
4. En primer lugar se subastan las energías más baratas para que el precio de la energía sea el mínimo posible.
5. Se subasta la energía ofertada hasta completar la demanda prevista por REE en base a los datos del día anterior.
6. Se determina el precio marginal, cruce de la oferta y la demanda, que determinara el precio de la energía del día siguiente.

7. REE establece un plan de viabilidad de la energía vendida para garantizar el suministro.
8. Si existen desajustes, es decir, mayor o menor demanda de la prevista, se acude al Mercado Intradiario. Este mercado divide la jornada en seis intervalos de cuatro horas cada uno para hacer ofertas de compra-venta y equilibrar el sistema

Lo anteriormente descrito es un resumen del complejo sistema de mercadeo del pool que opera en el mercado energético Español. Por supuesto es mucho más complejo que todo eso pero es suficiente para nuestro estudio.

Vamos a analizar algunas peculiaridades de este sistema que nos interesan:

- La energía nuclear y las renovables se ofrecen, según la regulación, a precio 0 inicial. Es decir, son las primeras en entrar en subasta, la abaratan y no marcan el precio marginal.
- Los costes variables de estas dos fuentes de energía bajos o nulos en el caso de las renovables. En el caso de las nucleares ya están totalmente amortizadas, el coste del combustible no es tan significativo como los derivados del petróleo o el carbón y no pueden realizar maniobras de parada y arranque, por lo que siempre salen ganando a no ser que ocurra una debacle absoluta del Pool y vendan a precio 0 como ya ha ocurrido en alguna ocasión . Lo mismo ocurre con las renovables ya que no queman combustible, es decir, costes variables nulos y además tienen un precio de venta regulado por ser de régimen especial como ya veremos más adelante. En este caso, siempre les es rentable vender energía incluso a precio 0.
- Tras la nuclear y las renovables entran en juego las fuentes de energía más caras, es decir, derivados del petróleo y carbón. La última de estas fuentes de energía en venderse marca el precio marginal.

- El precio marginal es la intersección de la curva de ofertas de venta de los agentes y la de ofertas de compra de los consumidores.
- El precio marginal, es decir, el precio de venta de la última fuente de energía para cubrir la demanda energética prevista, establece el precio que reciben todos los productores que han colocado su energía en subasta anterior, generando este sistema algunos desequilibrios que ya veremos posteriormente.
- Cuando el sistema no se ajusta, incluso después del paso por el Mercado Interdiario, se ha de disponer de centrales que reciben una alta remuneración por disponibilidad, generalmente centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas. Dicha remuneración está contemplada actualmente como los pagos por capacidad que detallaremos posteriormente.

Como se verá posteriormente, el precio de la energía eléctrica no solo depende del coste de producción de la misma, que es lo que "se establece" en este mercado mayorista, si no que depende también de una componente regulada que explicaremos más adelante.

1.2.3.2 El mercado minorista

Este mercado es al que acuden los consumidores domésticos y pequeñas empresas para contratar un suministro de energía eléctrica, en régimen de libre competencia. Como se ha señalado, en el mercado mayorista el precio de la energía varía cada hora y su precio lo fija un sistema de subasta. Sin embargo, el consumidor doméstico o las pymes contratan una tarifa vigente durante un tiempo bastante más prolongado y la empresa que le suministra, la comercializadora, obtiene un beneficio igual a la diferencia del precio que ha pagado por la energía en subasta y la tarifa que aplica en el mercado minorista.

De igual manera, como ya se ha comentado, la liberalización del mercado entra en vigor el 1 de Enero de 2008, fecha en la que el consumidor es libre de contratar un suministro u otro, en función de la oferta más beneficiosa según su punto de vista. Teóricamente esto es así, pero en la práctica lo que ha ocurrido es que muchos consumidores han continuado con sus tarifas establecidas por la administración antes de la Ley de 1997 hasta Julio de 2009, fecha límite de dichas tarifas. Los consumidores que en dicha fecha no habían contratado una de las nuevas tarifas ofertadas por las comercializadoras pasan a lo que se conoce como la Tarifa de Último Recurso (TUR) de manera automática. Las comercializadoras que suministran a esta tarifa TUR se llaman Comercializadoras de Último Recurso (CUR) que están obligadas a vender energía al precio estipulado por el TUR.

El TUR genera un conflicto en el nuevo marco regulatorio ya que entra en conflicto con la liberalización del mercado y por ello su precio se fija en las llamadas subastas CESUR, gestionadas por OMEL, cada tres meses. Los productos negociados en las subastas CESUR serán el Producto Base Trimestral y el Producto Punta Trimestral:

- Producto de carga base: Se define como el precio cuya diferencia con el precio horario del mercado diario, aplicado a todas las horas incluidas en el periodo de liquidación establecido en las reglas de la subasta, será abonada o cargada al adjudicatario en la subasta.
- Producto de carga punta: Se define como el precio cuya diferencia con el precio horario del mercado diario, aplicado a todas las horas comprendidas entre las 8:00 y 20:00 CET de los días comprendidos entre lunes y viernes incluidos en el periodo de liquidación establecido en las reglas de la subasta, será abonada o cargada al adjudicatario en la subasta.

La potencia correspondiente a cada vendedor para cada producto será determinada mediante concurrencia según el procedimiento de la subasta.

La última subasta celebrada, correspondiente al último trimestre de 2013 fijó unos precios de la TUR de 47,58 €/MWh para 2.500 MW subastados (Producto Base) y 57 €/MWh para 352 MW subastados (Producto Punta) [12].

En 2013, la CNE hace público su informe de supervisión del mercado minorista del periodo correspondiente a Julio 2011-Junio 2012 del que obtenemos datos como que a junio de 2012, los consumidores sin derecho a TUR, es decir, que tienen una potencia contratada superior a 10 kW, están en su mayoría suministrados por una comercializadora libre y solo 43.821 se encuentran a final de año suministrados por una CUR. Por otra parte, el 28% de los consumidores con derecho a TUR, en la misma fecha, están suministrados por una comercializadora libre. Este dato, a pesar de ser un avance, no representa una buena cifra hablando en términos de adaptación del consumidor al mercado de libre competencia [13].

En la Figura 1.27 [13] podemos observar la tendencia de los consumidores a pasarse a una tarifa de las llamadas libres en los últimos años:

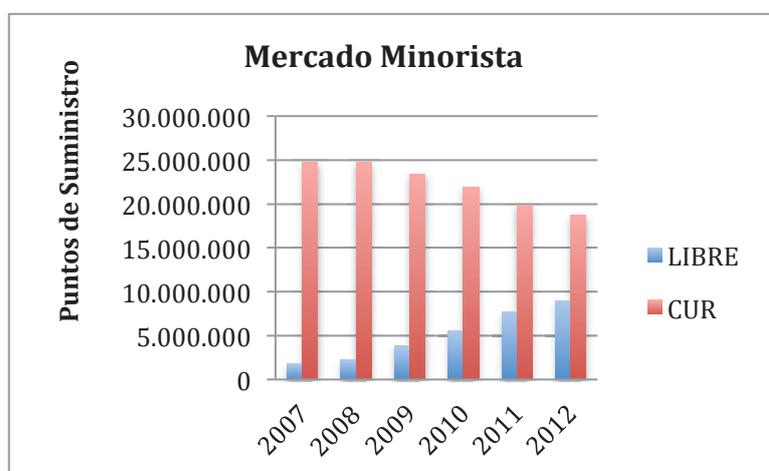


Figura 1.27: Distribución del mercado minorista

1.2.3.3 Componente regulada de la tarifa eléctrica

Para entender la componente regulada de tarifa eléctrica primero se ha de describir una de las principales características de la Ley 54/1997, el régimen especial.

Según el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Ley 54/1997 se define el régimen especial como aquella actividad de generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia menor a 50 MW (10 MW para la minihidráulica) cuya energía primaria es de carácter renovable o que proviene de residuos. Además, están incluidas en el régimen especial aquellas que, a pesar de emplear combustibles fósiles, tienen un alto nivel de eficiencia energética y por tanto un ahorro energético importante.

La consecuencia de este régimen especial es una legislación favorable respecto a las de régimen ordinario, es decir, a las instalaciones convencionales. Los beneficios que se les asume para aplicar dichos favores económicos y jurídicos son:

- Disminuyen las emisiones de CO₂
- Menor impacto ambiental
- Hacen uso de fuentes existentes en el país como el viento, agua, sol, biocombustibles, etc.
- Ahorro energético ya que producen a un coste menor
- Ahorro en transporte y distribución de la energía eléctrica por la proximidad entre transporte y consumo. Como se verá más adelante esto es importante dado que el transporte y la distribución graba en la factura de la luz mediante los llamados peajes de acceso.

Las instalaciones que se acogen al régimen especial en España, además de cumplir con que la potencia instalada sea menor de 50 MW, son las siguientes, ya descritas anteriormente.

- Instalaciones de cogeneración.
- Instalaciones de energías renovables como la eólica, solar fotovoltaica, solar fototérmica e hidroeléctrica de hasta 10 MW.
- Instalaciones que emplean biocombustibles, biomasa o residuos en general.

Según la Ley 54/2007 y sus posteriores modificaciones, y antes de la entrada en vigor de la reforma energética de 2013, la componente regulada se desglosa de la siguiente forma:

1. Costes de transporte y distribución: Hace referencia a los costes de conducción de energía eléctrica a través de la red. El termino transporte corresponde a las grandes distancias en líneas de A.T. y el termino distribución a las distancias cortas hasta los puntos de consumo. Las líneas de A.T. de tercera categoría (1-30 kV) se emplean tanto para distribución como para transporte. Las de segunda categoría (30-66 kV) únicamente para transporte y tanto las de tercera categoría (66-220 kV) como las de categoría especial (>220 kV) se emplean para transporte a grandes distancias, según la normativa española.
2. Costes de REE, OMEL y CNE: Hace referencia a los costes de dichos organismos cuyo papel ya se ha descrito con anterioridad.
3. Costes de la compensación extrapeninsular: El sistema extrapeninsular formado por las Islas Canarias, lleva un coste extraordinario por la imposibilidad de conectar sus redes a la peninsular. La consecuencia de esto es un sistema menos estable y por tanto más costoso que pagan todos los Españoles en su factura de la luz.
4. Costes asociados al régimen especial: El contrapunto a este tipo de instalaciones, ya descritas anteriormente, es que al ser

tecnologías muy nuevas, incurren en unas inversiones mayores que las de régimen ordinario. Por ello, reciben una compensación económica para favorecer su desarrollo. Los productores incluidos en este régimen tienen dos opciones, bien verter su producción a la red y obtener un precio fijo por kWh o bien entrar en el pool recibiendo el precio marginal del kWh vendido más una prima por régimen especial. La segunda opción suele ser la más aceptada por este tipo de productores pues ya veremos las ventajas que han ofrecido dichas primas para ciertas tecnologías como la eólica hasta la reforma energética de 2013.

5. Prima al carbón nacional: Esta prima representa una ayuda a la extracción y uso del carbón nacional. Dicho carbón es de menor eficiencia y lleva asociados unos costes de extracción más elevados que el uso de carbón importado pero de esta forma se protege este mercado nacional. El contrapunto es que el carbón es el mayor responsable de emisiones de CO₂ a la atmósfera, lo que implica un gasto elevado en derechos de emisión de CO₂.
6. La moratoria nuclear: Debido a que se describe más adelante, únicamente se comentará que la entrada en vigor de la ley 54/1997 supone el fin de la moratoria nuclear en términos de prohibición a su construcción. El pago derivado de la compensación por las centrales canceladas, cuando su instalación y obra estaba ya considerablemente avanzada, sigue vigente y graba en la factura de los Españoles como se verá más adelante. Comentar que el hecho de que no se hayan construido más centrales nuclear a partir de 1997 es que los costes de la inversión son muy elevados, no están socialmente aceptadas y la política seguida se ha orientado hacia la continua renovación de los permisos de centrales antiguas para continuar con la actividad.
7. Costes de transición a la competencia: Son los correspondientes a los costes de inversión que no habían sido pagados antes de la

entrada en vigor de la Ley 54/1997. Estos costes se pagan a los productores ante la incertidumbre del mercado liberalizado en el que cabía la posibilidad de que algunos no vendiesen la energía producida como si ocurría antes. Desde 1998, el pago de estas cantidades correspondía a la diferencia entre un precio fijo del kWh que se había fijado en 3,606 c€/kWh y el precio de venta de la energía en el pool. Si se vendía por debajo de ese precio, se indemnizaba la diferencia. Esta medida fue suprimida en 2006 pues el precio de venta siempre era mayor al mínimo establecido para garantizar la rentabilidad de las instalaciones que se acogían a este sistema cuando entraba la ley en vigor y por tanto, eran las empresas eléctricas las que abonaban la diferencia.

8. Costes derivados del déficit de tarifa: El déficit de tarifa, es decir, la diferencia entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos.. Como se verá más adelante, al sumar todas las componentes aquí descritas y restarle lo que los ciudadanos pagaban por la electricidad, el balance era negativo, generándose dicho déficit.

1.2.3.4 La moratoria nuclear

Las centrales nucleares hasta 1972 se resumen en:

- José Cabrera (1968, 150MW)
- Santa María de Garoña (1970, 466 MW)
- Vandellós I (1972, 480 MW)

Con una potencia instalada entre las tres de 1.220 MW.

Posteriormente, se aprueba la construcción de las centrales de segunda y tercera generación que suman un total de diez centrales, cinco de segunda generación y siete de tercera generación. La apuesta por la energía nuclear

por parte del Estado era clara y a principio de la década de los 80 se ponen en funcionamiento las cinco centrales de segunda generación:

- Almaraz I (1981, 1044 MW)
- Almaraz II (1983, 1049 MW)
- Ascó I (1984, 1032.5 MW)
- Ascó II 1986, 1027.2 MW)
- Cofrentes (1984, 992 MW)

En 1982 había entrado en España el primer gobierno socialista, el PSOE. Una de sus promesas electorales era la revisión del programa nuclear y la cumple cuando en 1984 hace publico el PEN 1984-1992 donde reduce la construcción de las centrales de tercera generación a dos de las siete previstas y no hace ninguna modificación en las de segunda generación previstas para su puesta en funcionamiento a lo largo de su primera legislatura. Así, se construyen las ultimas dos centrales en España hasta la fecha:

- Trillo I (1987, 1066 MW)
- Vandellós II (1988, 1087 MW)

Con esta medida el gobierno cumple su promesa electoral de limitar la potencia nuclear a 7.500 MW, dejando cinco centrales nucleares en fase de construcción muy avanzada sin permiso de operación. Esta medida es la llamada moratoria nuclear, ya que la concesión del permiso no fue cancelado, sino demorado.

El proceso legislativo que ocurre desde la moratoria es el siguiente [14]:

- En 1991 el mismo gobierno redacta el PEN 1991-2000 que no contempla la finalización de las obras.

- En 1994, según la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, se cancela definitivamente la construcción de las cinco centrales nucleares restantes, generando una inversión improductiva millonaria para las empresas eléctricas a la que unos años atrás se les había concedido el permiso de explotación. También, en dicha ley de 1994 se estipula el compromiso a compensar a las compañías eléctricas afectadas por los perjuicios causados y señala que esta compensación podría deducirse de un porcentaje de la tarifa eléctrica.
- En 1995, el Real Decreto 2202/1995 desarrolla la Ley de 40/1994 en relación a la moratoria nuclear. Según el Real Decreto 2202/1995 se permitía a las compañías ceder el derecho de compensación a terceros por lo que el 4 de Julio de 1996 se ceden dichos derechos al Fondo de Titulización de Activos resultantes de la Moratoria Nuclear que pago una cuantía de 4278,18 millones de euros a las compañías eléctricas. Dicha cuantía era menor que el total pues las eléctricas ya habían recibido el 3,54% de la facturación de los siete primeros meses del año 1997 y los intereses reconocidos del mismo periodo. Se fija la fecha limite de 20 de Marzo de 2020 para liquidar la compensación [15].
- En 1997, la Ley 54/1997 declaró vigente la Ley 40/1994 y actualiza el texto incluyendo la compensación a las inversiones realizadas por las empresas eléctricas afectadas por la paralización de las obras. Dicha compensación se llevaría a cabo mediante un porcentaje de la facturación de venta de la energía eléctrica a los usuarios. Dicho porcentaje sería fijado por el Gobierno y nunca superaría un 3.54% máximo. Además, la compensación se saldaría en un plazo de 25 años a partir de la entrada en vigor de dicha Ley, es decir, el 20 de Enero de 1995. El valor de la cuantía a compensar fue de 4.383,24 millones de euros y se repartiría como se indica en la Tabla 1.1 [16]:

La repotenciación de parques eólicos en España

CENTRAL	MILL. €
LEMONIZ	2.273,77
VALDECABALLEROS	2.043,77
TRILLO II	66,21
TOTAL	4.383,24

Tabla 1.1: Importe de la moratoria nuclear

- En 2004, según el Real Decreto 2392/2004 se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica y se establece en un 3,04% [17].
- En 2005, según el Real Decreto 1556/2005 se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica y se establece en un 1,724% [18].
- En 2006, según el Real Decreto 470/2006, se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica y se establece en un 0,33% [19].

Cada año, en el primer Boletín del Estado correspondiente a Enero, se publica una resolución que establece las anualidades correspondientes a la moratoria nuclear. Según estos datos, la evolución del importe pendiente a pagar es la mostrada en la Figura 1.28 donde se observa como durante el período 2007-2009 únicamente se hace pago a los intereses de la deuda que, a 15 de Enero de 2014 esta cifrada en 250,496 mill. € [15].

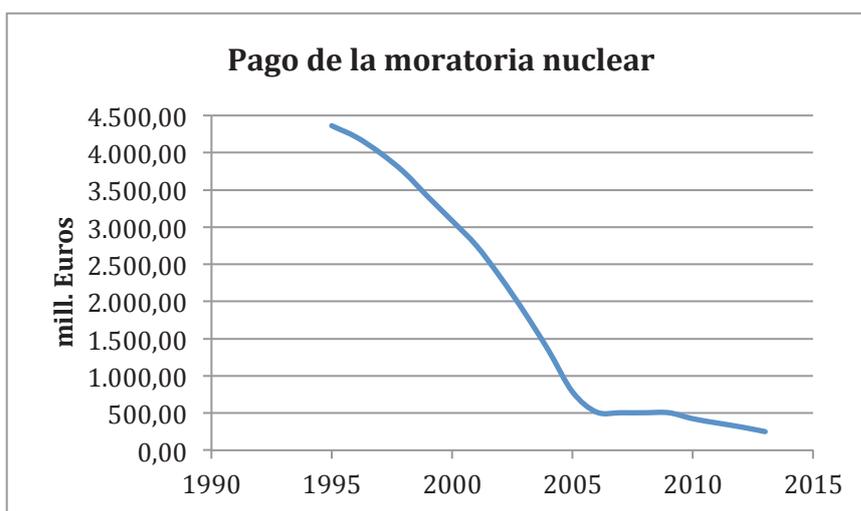


Figura 1.28: Evolución del pago de la moratoria nuclear

1.2.3.5 Primas al régimen especial

Las energías renovables no se tienen en consideración en España hasta la década de los 80. Su máximo exponente durante esta década es la Ley 82/1980 para el fomento de la minihidráulica ante las dos crisis del petróleo sufridas y la dependencia de los recursos exteriores.

La Ley 40/94 da respuesta al PEN 1991-2000 e introduce el concepto de régimen especial. De dicha ley nace el Real Decreto 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica en instalaciones de cogeneración, hidráulicas y otras tecnologías que emplean fuentes renovables, regulando el régimen especial. Este RD obliga a las empresas distribuidoras a comprar los excedentes de energía de estas instalaciones si se encuentran cercanas a las mismas, fijando su precio de venta en función de las tarifas, potencia instalada, tipo de instalación y otras consideraciones.

En 1997 aparece la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico que ya se ha desarrollado con anterioridad y que como se ha dicho introduce un nuevo sistema de mercado donde las instalaciones del régimen especial de hasta 50 MW pueden vender su excedente de energía en el mercado mayoritario y recibir el precio marginal del mismo más una prima como es el caso de las centrales de biomasa y cogeneración o bien, en el caso de la solar, eólica y minihidráulica, vender toda su producción en el mercado mayorista más una prima y una retribución por garantía de potencia, imputándoseles el coste de los desvíos. Sin embargo, los productores del régimen especial no están obligados a participar en el pool. En dicha ley se recoge que, en concordancia con el PEN vigente, el régimen especial debe cubrir en 2010 el 12% de la energía demandada.

El RD 28/1998, posteriormente derogado por el RD 436/2004. Dicho Real Decreto establece que las primas al régimen especial se actualizarían anualmente y se revisarían cada 4 años.

El Real Decreto Ley 6/2000 obligando a las productoras de dicho régimen a entregar los datos de energía producida anualmente, la vendan o no en el mercado mayoritario. En dicha norma se recoge la posibilidad de que las productoras del régimen especial firmen contratos bilaterales con las comercializadoras pero en vías de fomentar su participación en el mercado, establece una remuneración en forma de garantía de potencia para aquellas que participen en el mercado mayorista.

En 2002 se publica el RD 841/2002 regula las sugerencias del anterior RD, es decir, la incentivación a participar en el mercado, la obligación de informar de sus previsiones de producción y la cuantía de energía vendida a las comercializadoras, obligando a participar en el mercado a las instalaciones que superan los 50 MW e incluyendo a las mismas en el régimen ordinario. Además, la firma de contratos bilaterales con comercializadoras no esta exenta de prima como sucedía anteriormente

El RD 436/2004 establece que el propietario de la instalación dentro del régimen especial tiene dos opciones:

1. Vender su producción a la comercializadora a tarifa regulada, es decir, a un porcentaje de la Tarifa Eléctrica Media o relación entre los costes previstos para retribuir las actividades de suministro de energía y la previsión de demanda de los usuarios finales. Su importe depende de la potencia y los años que lleva en funcionamiento. Se sigue imputando el coste de los desvíos.
2. Vender la producción en el mercado mayorista gestionado por OMEL, percibiendo el precio de mercado más una prima y un incentivo por participar.

El PER 2005-2010 mantiene el compromiso de cubrir el 12% de la demanda con fuentes renovables e incluso aumentarlo en un futuro. De esta forma aumenta el objetivo de la energía eólica a 20.155 MW, la solar fotovoltaica a

400 MW instalados y la solar termoeléctrica a 500 MW, disminuyendo el objetivo de potencia instalada de biomasa hasta los 1.695 MW.

El RD 314/2006 obliga a incorporar instalaciones solares térmicas o fotovoltaicas en determinadas edificaciones y el Real Decreto Ley 7/2006 que desvincula la variación de las primas del régimen especial de la Tarifa Media Eléctrica.

En 2007 se da un paso adelante en regulación del régimen especial gracias al RD 661/2007 que mantiene la doble opción de los productores de acogerse a la tarifa regulada o al mercado mayorista pero modifica la prima a los productores que vendan según la segunda opción, es decir, el mercado mayorista. Dichos productores recibirán una prima variable en función del precio marginal del mercado y unos límites superior e inferior llamados cap y floor respectivamente. Este sistema de remuneración fue el más exitoso hasta la supresión del mismo en 2012.

La Ley 17/2007 modifica la Ley 54/1997 adaptándola a la Directiva Europea 2003/54/CE. Se introduce la posibilidad de primar la energía renovable producida dentro del régimen ordinario, es decir, en instalaciones superiores a 50 MW y se modifica el PER para adaptarlo al objetivo Europeo del 20% de energía de origen renovable para 2020.

El Real Decreto 1578/2008 regula la retribución al sector de la energía solar fotovoltaica. El gran salto en potencia instalada se produjo gracias al RD 661/2007 que ofrecía excelentes incentivos a las instalaciones que se incorporasen al mix energético español antes de 2008. El nuevo RD 1578/2008 regula sus primas para las instalaciones posteriores.

El Real Decreto 6/2009 recorta los costes del régimen especial tras el RD 1578/2008. Se crea un registro de instalaciones de próxima construcción que es obligatorio para acogerse a los beneficios económicos del régimen especial. La finalidad de este registro es hacer una estimación de la potencia futura para ceñirse al PER 2005-2010 vigente y para que no existan

desordenes como el aumento desorbitado de potencia solar fotovoltaica instalada antes de 2008 para acogerse al régimen retributivo existente, pasando de los 612 MW instalados en 2007 a los 3.207 MW instalados en 2008 [1].

A lo largo de 2010 se llevan a cabo diversas modificaciones en las legislaciones existentes cuyos aspectos más significativos son la reducción del periodo de primas para instalaciones fotovoltaicas a 30 años, la limitación de horas anuales retribuidas para la eólica, termosolar y fotovoltaica. También se sugiere la idea de recortar las primas en el sector eólico un 35% para 2011 y 2012 y recortes en la fotovoltaica del orden del 45%.

El Real Decreto 1565/2010 cumple recorta a 25 años el periodo de incentivos para las instalaciones fotovoltaicas y un recorte del 45% de las primas para instalaciones dichas instalaciones [20].

El Real Decreto 1614/2010 establece una limitación de horas anuales retribuidas para la eólica, termosolar y fotovoltaica.

El Real Decreto Ley 14/2010 recorta las primas en el sector eólico del orden de un 35% [21].

En 2012 se modifica completamente la norma de retribución al régimen especial que se materializa mediante el Real Decreto Ley 1/2012. Se aplica a todas las instalaciones que no están recogidas en el registro de pre asignación, es decir, todas las nuevas instalaciones y se suprime el régimen económico establecido por el RD 661/2007 ya comentado.

La política de retribución al régimen especial se va haciendo más estricta con el paso de los años y el actual gobierno lo justifica con argumentos como que:

- El régimen especial es uno de los culpables del déficit de tarifa.

- La crisis económica no permite mantener las subvenciones.
- La capacidad instalada asegura que se cubre la demanda.
- Tecnologías como la eólica o la solar fotovoltaica han sobrepasado el objetivo del PER para 2010.

En 2013 se publica el Real Decreto Ley 2/2013, cuyas medidas más significativas son las siguientes:

- Eliminación de la opción de venta en el mercado más la prima variable, manteniéndose únicamente la tarifa regulada.
- Las primas a las renovables no se actualizan siguiendo la variación del IPC si no que se utilizara un índice más desfavorable, el IPC subyacente a impuestos constantes.

Finalmente, mediante el Real Decreto Ley 9/2013, se acomete la reforma energética más importante de los últimos tiempos cuyos recortes más importantes para acabar con el déficit de tarifa, en lo que se refiere a las energías renovables, es un nuevo régimen retributivo que garantiza una rentabilidad del 7,5%. Esta rentabilidad se entiende para un periodo de 25 años desde 2001 y se revisara cada seis años.

Las primas en el régimen especial y particularmente a las tecnologías de fuentes renovables han sido duramente criticadas durante los últimos años y señaladas como las causantes mayoritarias del déficit de tarifa y de la consecuente subida en la factura eléctrica que han sufrido los consumidores.

Se observa en la Figura 1.29 [1] como contribuye cada tipo de tecnología al balance energético durante los últimos tres años. Se deduce que la energía eólica es la que más contribuye duplicando prácticamente a la segunda, la cogeneración. Por su parte el resto de tecnologías están lejos de producir una cantidad significativa dentro del régimen especial.

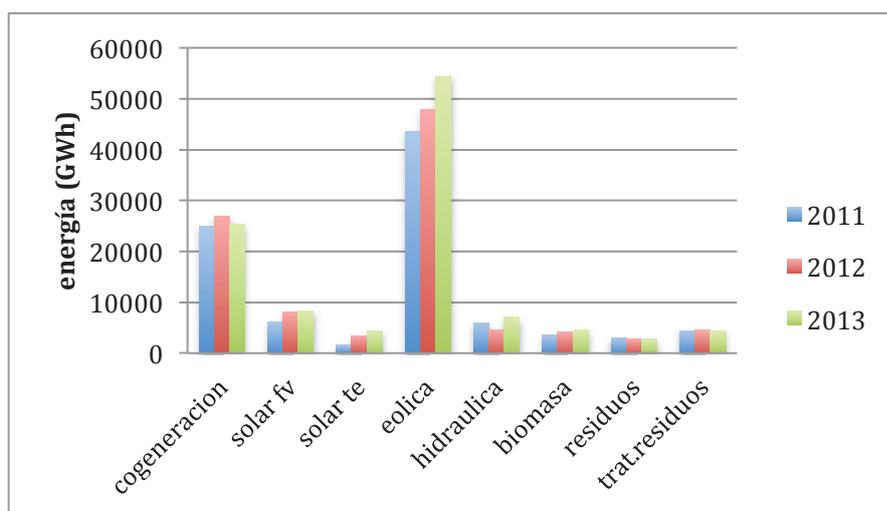


Figura 1.29: Generación energética por tipo de tecnología

Los datos de la Figura 1.29 contrastan con las primas obtenidas durante dichos ejercicios. En base a las liquidaciones anuales publicadas por la CNE se observa que en 2013 la energía eólica que produjo un 49% de la total en el régimen especial, recibió una prima total de 2.393 millones de euros. La cogeneración por su parte, con una contribución del 23% recibió 1.821 millones de euros y sin embargo, la energía solar fotovoltaica cuya aportación al balance final es del 4% recibió una prima de 2.561 millones de euros, situándose como la tecnología con mayores ingresos por primas del régimen especial. En la Figura 1.30 realizada en base a las liquidaciones de la CNE se puede observar una comparativa de la prima total recibida por cada tecnología donde se plasma esta realidad.

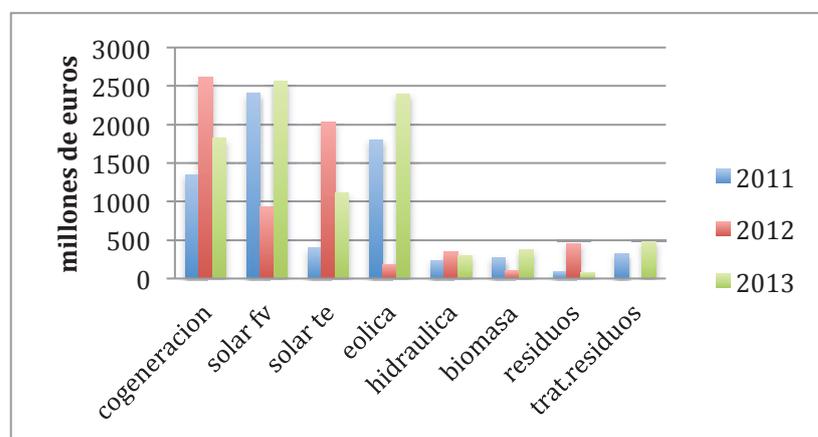


Figura 1.30: Primas por tipo de tecnología

En la Figura 1.31 se observan las grandes diferencias que existen entre el valor unitario de las primas que tiene un valor igual a 30,861 c€/kWh para el caso de la solar fotovoltaica y de 3,89 c€/kWh para la eólica, situándose como la segunda tecnología más barata solo superada por las centrales que obtienen energía eléctrica a partir de residuos que reciben una prima equivalente unitaria de 2,997 c€/kWh.

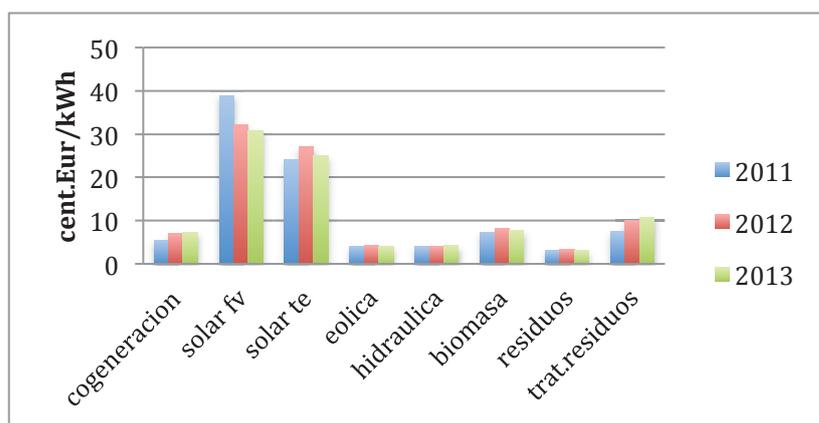


Figura 1.31: Prima equivalente unitaria por tipo de tecnología

En la Figura 1.32, se representa la evolución de las primas a la energía eólica. Se puede observar la aplicación de todas las políticas anteriormente descritas, así como el recorte en las primas que esta sufriendo el sector desde 2011 y que se prevé siga creciendo en 2014.

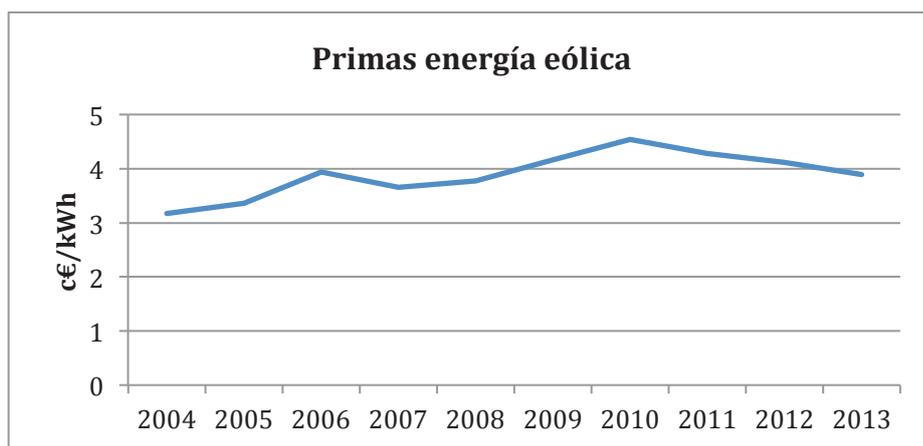


Figura 1.32: Evolución de las primas a la eólica en el período 2004-2013

1.2.3.6 Déficit de tarifa

En el sistema eléctrico español, existe un mercado mayorista en el que productores y comercializadores fijan los precios de la energía por mecanismos de oferta-demanda y un sistema de subasta como se ha indicado anteriormente. A su vez, existe un mercado minorista en el que los consumidores compran la energía eléctrica a un precio que fijan las administraciones y que se conoce como tarifa eléctrica. Cuando las cantidades recaudadas gracias a dichas tarifas eléctricas no son suficientes para cubrir el coste de producción de la energía proveniente del mercado mayorista y los costes regulados o peajes de acceso, se genera un déficit.

Este concepto, el déficit de tarifa, aparece en el sector energético Español tras la reforma 54/1997 del Sector Eléctrico, la cual tiene por objetivo principal la liberalización del mercado, anteriormente responsabilidad del Estado. El objetivo de esta reforma, acorde a la evolución del sector en el resto de los países punteros en Europa, era la de rebajar el precio de la energía que pagaba el consumidor final, gracias a un mercado de libre competencia en el conjunto del mercado mayorista, es decir, productores y comercializadores, deberían ajustar sus pretensiones a fin de ser competitivos en el mercado minorista, es decir, el consumidor final, tanto doméstico como industrial. Como ya se ha indicado, el mercado mayorista ofrece dos opciones, los contratos bilaterales entre productores y comercializadores y el pool, donde se comercializa la mayor parte de la energía producida. El pool no está regulado por las administraciones por lo que genera una serie de conflictos o desordenes, que no se van a comentar en el presente estudio, a fin de central la atención en los costes que sí están regulados, los llamados peajes de acceso y que son los verdaderos causantes del déficit de tarifa.

Tras la reforma energética llevada a cabo por el gobierno en 1997, el año 2000 es un punto clave ya que es el año considerado como origen del déficit de tarifa, o más bien, de la preocupación por el mismo. Son tiempos en los que, a nivel internacional, crece el precio de las materias primas

energéticas, generando una gran incertidumbre en el mercado Español que, recordando, ya está liberalizado. El gobierno decide entonces, en el año 2002 y mediante el Real Decreto 1432/2002, fijar un máximo en la subida de los precios del 2%, en vigor hasta 2010. Dicha medida contrasta con la reforma acometida en 1997 ya que supuestamente debía rebajar el precio energético por si misma.

En base a las medidas hasta ahora descritas se entiende que el gobierno velaba por el intereses de los consumidores mediante políticas que regulasen el precio de una manera ventajosa para ellos. Sin embargo, los costes regulados han crecido muy por encima del IPC desde la liberalización del mercado y por lo tanto, para no afectar a la inflación, la creación del déficit de tarifa parece más una decisión política para adaptar dicha inflación a los niveles requeridos por Europa para entrar en la Comunidad Económica Europea en los inicios de la Unión Europea.

La variación del IPC desde el 1 de Enero de 1998 que entra en vigor la Ley 54/1997 hasta el 1 de Enero de 2014 ha sido del 49,8 mientras que el aumento de los costes regulados del sistema, en base a 1998 ha sido del 378% [22].

Otro punto clave se encuentra en el año 2005 cuando las compañías eléctricas asumen el déficit anual que se produce. Esto significa que adelantan su cantidad pero adquieren el derecho a traspasarla en años posteriores. Esta decisión la toma el nuevo gobierno del PSOE que tras su toma de poder en 2004 aún no había tomado medidas en contra para solucionar el déficit de tarifa en su primer año de legislatura.

En 2006 la situación es alarmante y con la finalidad de ponerle solución aparece el Real Decreto Ley 3/2006 por el cual se obliga a las empresas con subdivisiones productoras y comercializadoras, a venderse a si mismas la producción mediante contratos bilaterales, pudiendo vender mediante en el pool solo los excedentes o demandas netas. Por supuesto se fijaba un precio de compra-venta mediante contratos bilaterales de 42,35 €/MWh [23]

además de un descuento en los costes equivalente a las emisiones de CO₂ cedidas de manera totalmente gratuita. Como vemos en la Figura 1.33 [24], el precio de compra de los distribuidores en el mercado mayorista había subido un alto porcentaje en 2005 respecto a los precios de 2004 y lo seguía haciendo durante los dos primeros meses de 2006. Ante las dudas surgidas sobre el sistema del pool, el Real Decreto Ley 3/2006 comienza a aplicarse en marzo, disminuyendo los precios como se puede apreciar. Por lo tanto, esta medida fue acertada pero su repercusión en el déficit de tarifa no fue realmente significativa. Señalar que el precio medio anual de venta en el mercado mayorista en 2003 fue de 3,847 c€/kWh llevando camino de duplicarse en 2006 tras el valor medio de 6,576 c€/kWh resultante del ejercicio de 2005 y los más de 8 c€/kWh de los dos primeros meses de 2006. Finalmente, se cerró el 2006 con un precio de 6,164 c€/kWh, un 6,26% más bajo que en 2005 gracias a esta reforma.

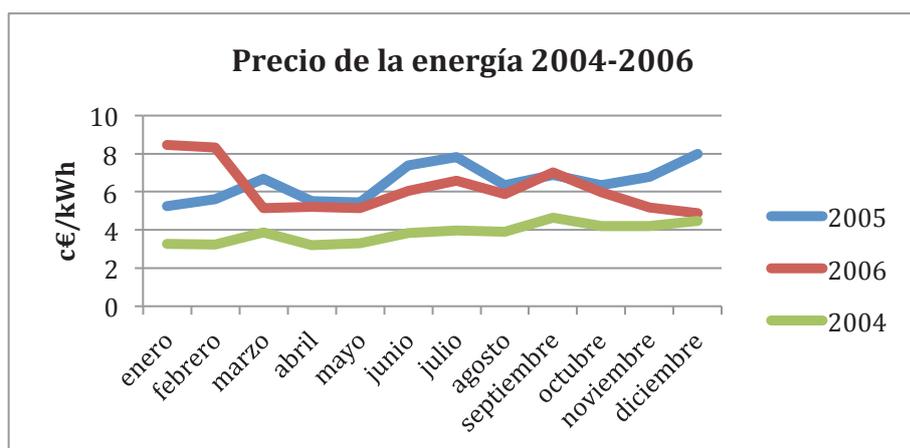


Figura 1.33: Evolución del precio de venta de la energía en c€/kWh, 2004-2006

El Real Decreto Ley 3/2006 fue el causante de una guerra abierta entre el gobierno y las productoras/comercializadoras asociadas, incluso entre ellas mismas. De la misma norma se desvincula la prima al régimen especial de la tarifa media.

En el mismo año sale a la luz el Real Decreto 7/2006 por el cual se pone fin al pago de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) que en 2005 habían crecido la desorbitada cantidad de 4.000 millones de euros en

comparación a 2004, gravando los costes regulados y por consiguiente, el déficit de tarifa que pagarían los consumidores del futuro [25].

En 2007 se aprueba el Real Decreto 661/2007 que estimula la inclusión masiva de las renovables en el sistema energético Español. Es importante señalar que muchos autores consideran 2007 como el inicio de la crisis económica actual que en primera instancia afecta al sector y a las políticas que se han sucedido hasta la fecha. Si el ya elevado déficit de tarifa que se ha ido acumulando año tras año desde el año 2000 se pretende mitigar con una creciente demanda de energía fruto del desarrollo del país y su repercusión en el PIB nacional, la crisis internacional no hace más que empeorar la situación. El Real Decreto 661/2007 que fomenta el uso de fuentes de energía renovables tiene un efecto especialmente llamativo en la energía solar fotovoltaica que pasa de ser prácticamente anecdótica en términos de potencia instalada a superar los 8.000 MW en el año 2008, como ya se ha indicado anteriormente. La eólica, una tecnología mucho más madura que la fotovoltaica, continua con el crecimiento experimentado en los años anteriores y en general, se sientan las bases para el desarrollo de otro tipo de tecnologías que emplean fuentes renovables como camino a seguir en el futuro del autoabastecimiento energético.

El siguiente paso lo representa el Real Decreto Ley 6/2009, en la segunda legislatura del gobierno del PSOE. Se crea el llamado Bono Social para proteger a los consumidores cuyas economías estaban sufriendo la devastación de la crisis internacional de las previsibles subidas en la tarifa eléctrica. Dicho Bono Social sería financiado por las compañías eléctricas. A cambio se les ofrece una compensación llamada Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) cuyas emisiones avalaba el Estado y con la garantía de liquidar el déficit en el año 2012. Como medida adicional se fijan unos límites de déficit anual de 3.500, 3.000, 2.000 y 1.000 millones de euros en los años 2009, 2010, 2011 y 2012 respectivamente. Comentar que las liquidaciones anuales realizadas por la CNE para cada uno de estos años, de carácter público, indican que dichos límites no se han cumplido,

siendo significativamente incrementados en algunos años como muestra la Figura 1.34.

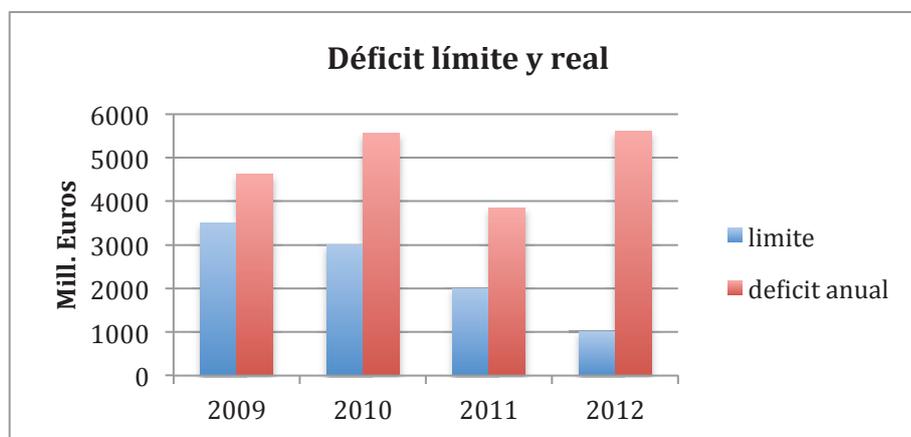


Figura 1.34: Comparación límite déficit y déficit real

Esta medida se postulaba en su momento como el fin del déficit de tarifa pero su fracaso fue absoluto. Desde entonces se han llevado a cabo diferentes medidas para reducir el coste de la energía como incluir los sistemas extrapeninsulares en los presupuestos generales del Estado o diversas medidas en contra de las renovables.

El ultimo paso lo lleva a cabo el actual gobierno del PP con la reforma energética recogida en el Real Decreto Ley 9/2013 tras alcanzar los 27.000 millones de euros de déficit acumulado. La primeras consecuencias las sufrieron los consumidores con una subida del precio de la luz del 3,2% a partir de agosto del mismo año. Las productoras que emplean tecnologías renovables verán reducidos sus ingresos como en el caso de las eólicas, cuyas primas se dan por finalizadas para aquellos parques construidos antes de 2004 que con anterioridad disponían de un periodo de primas equivalente a 20 años. Recortes en los pagos por capacidad y un nuevo régimen retributivo para el transporte y distribución [22].

Las medidas adoptadas por el gobierno durante el año 2013 han desgravado unas cantidades de [22]:

La repotenciación de parques eólicos en España

- 900 millones de euros debido a la subida de la luz y que pagan los consumidores.
- 900 millones de euros incluidos en los Presupuestos Generales del Estado, debido a los sistemas extrapeninsulares.
- 2.700 millones de euros en los recortes que han sufrido las compañías del sector eléctrico.
- 14.000 millones de euros titulizados pero con el aval del estado.

Con estas medidas se pretende paliar la cuantía de casi 27.000 millones de euros de déficit acumulado. Sin embargo, la liquidación nº 12 realizada por la CNMC nos indica un nuevo déficit anual de 4.098 millones de euros, cuantía que ha de variar poco en la liquidación nº14 con la que se cerrara el ejercicio de 2013 y que aún no ha sido publicada.

1.2.3.7 La factura eléctrica

Actualmente, y después de todas las consideraciones que se han hecho sobre el funcionamiento del mercado eléctrico, la factura que pagan los consumidores finales con Tarifa de Ultimo Recurso (TUR) que es la más habitual en los hogares españoles es la representada en la Figura 1.35 [26].

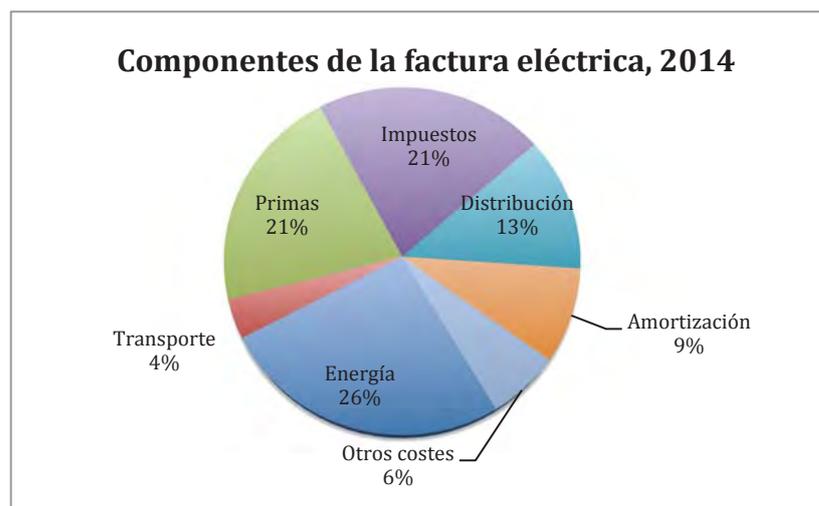


Figura 1.35: Desglose de la factura eléctrica en 2014

Dicho desglose difiere del correspondiente a 2012 en la introducción del concepto de amortización, correspondiente al déficit de tarifa que a día de hoy pagan todos los consumidores en sus facturas eléctricas. En la Figura 1.36 [26] podemos observar el desglose de 2012.

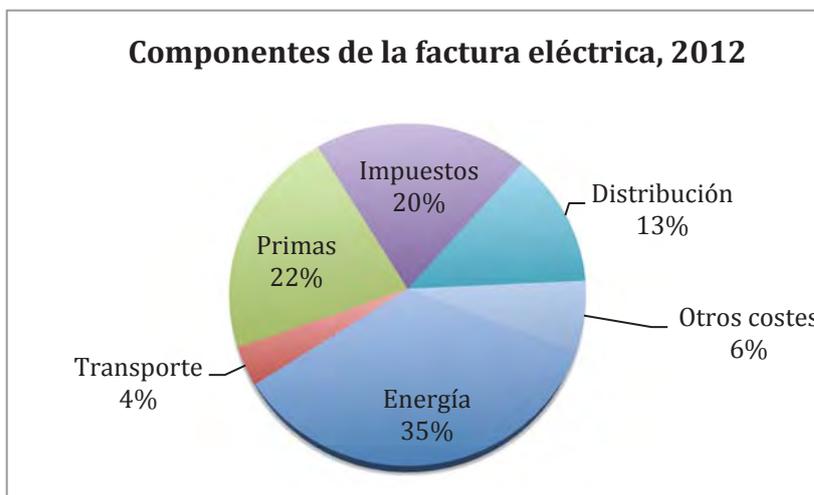


Figura 1.36: Desglose de la factura eléctrica en 2012

Comparando tanto el desglose de 2013 como el de 2012 con el correspondiente al año 2005 se observa que, de igual manera, no existe el concepto de amortización pero los costes de la energía representan el 50% de la factura. En la Figura 1.37 [26] podemos observar dicho desglose.

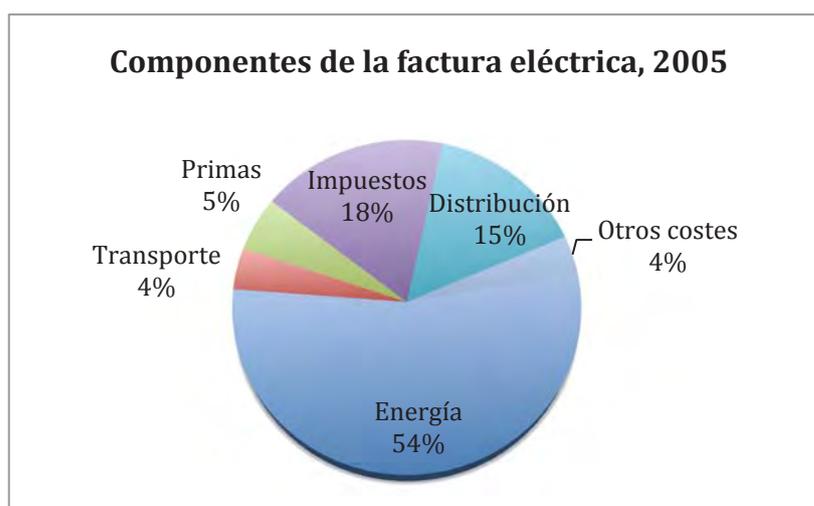


Figura 1.37: Desglose de la factura eléctrica en 2005

En la Figura 1.38 se observa la comparación entre los distintos apartados a los que va destinado el dinero que pagan los consumidores por el suministro eléctrico. Se comprueba como el porcentaje destinado al coste de producción de la energía ha ido decreciendo y salvo las primas que han crecido considerablemente desde 2005 hasta 2012 para luego reducirse en 2014, el resto de conceptos se mantienen relativamente constantes.

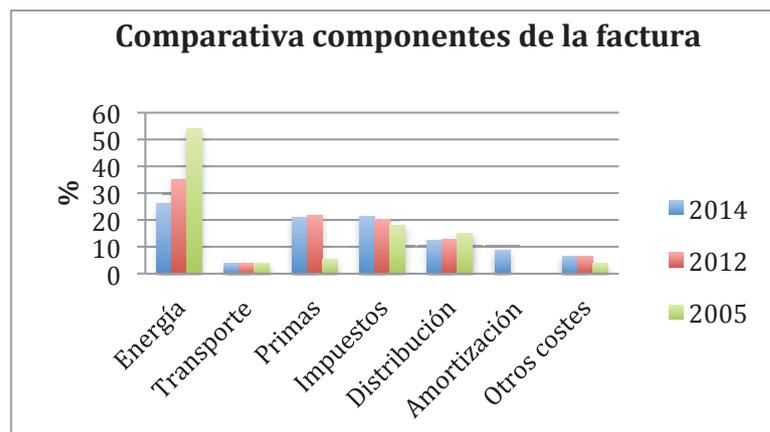


Figura 1.38: Evolución de los conceptos de la factura eléctrica

1.3 EL PROTOCOLO DE KYOTO

El Protocolo de Kioto es la puesta en práctica de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático según sus principios establecidos. Mientras que la Convención aconseja a los países a luchar contra las emisiones de efecto invernadero, el Protocolo les obliga a hacerlo.

Establece metas para 37 países industrializados y la Unión Europea ya que les responsabiliza de los altos niveles de gases de efecto invernadero que hay en la atmosfera, resultado de la combustión de combustibles fósiles durante las ultimas décadas. El objetivo común del Protocolo es la responsabilidad común pero diferenciada.

Cada gobierno de cada país ha tenido que legislar en la materia para cumplir individualmente los objetivos establecidos por el Protocolo y a los que están comprometidos. Las empresas han tenido que orientar sus intereses hacia los objetivos marcados por dichas políticas y por tanto, tener

en consideración el medio ambiente. Además, ha contribuido a la creación del mercado de compra de derechos de emisión de CO₂.

El Protocolo de Kioto se estableció en la tercera convención el 11 de Diciembre de 1997 en Kioto (Japón) después de dos años y medio de negociaciones desde la primera convención en Berlín. Ha sido publicado de dicha tercera convención.

Su firma se realizó en la sede de las Naciones Unidas en Nueva York desde el 16 de marzo de 1998 hasta el 15 de marzo de 1999 hasta conseguir un total de 84 firmas durante ese periodo. Sin embargo, a pesar de estampar su firma, muchas de las partes se resistieron a ratificarlo por desconocer las normas concretas del tratado. Una segunda ronda de negociaciones fue llevada a cabo para establecer las normas concretas y además añadir algunos aspectos que quedaron en el tintero en la tercera convención.

Una cuarta convención en 1998 en Buenos Aires estableció un marco de trabajo conjunto sobre su cumplimiento que quedó finalmente ratificado en la sexta convención en La Haya en el año 2000. Sin embargo, en La Haya no se llegó a un acuerdo definitivo sobre el organismo que regularía su cumplimiento. Finalmente, la última y séptima convención en Marrakech en 2001 fue definitiva para la aplicación del protocolo, estableciéndose uno de los más completos y rigurosos documentos legales de todo el panorama internacional, es decir, el componente ejecutivo del Protocolo que facilita, promueve y exige el cumplimiento de los compromisos adquiridos.

Finalmente, el 16 de Febrero de 2005 el Protocolo de Kioto entra en vigor tras la firma de las 55 partes necesarias para el cumplimiento del artículo 25 del mismo. Actualmente cuenta con 193 partes.

Cuando la Unión Europea aprobó el Protocolo de Kioto uno de las medidas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero fue el comercio de las mismas (EU-ETS). La UE puso en marcha su propio

mercado en 2005 y estuvo a prueba hasta 2007 siendo hoy en día, la compra de derechos de emisión de gases, un pilar fundamental de las economías y un aspecto muy importante cuando se habla de producción de energía eólica.

Para formar parte de este mercado cada país miembro tuvo que poner en marcha un Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión (PNA), asignando a coste prácticamente cero, los derechos de emisión en base al histórico de emisiones de las industrias afectadas por el plan.

Gracias a esta herramienta, la Unión Europea lanza un claro mensaje de que "el que contamina paga", por lo que la eólica juega un papel muy importante en términos de ahorro de compra de derechos de emisión al producir energía de una manera totalmente limpia.

Durante el periodo de prueba de 2005-2007 se pusieron de manifiesto algunas limitaciones del plan, como que el límite total que los países disponen se pudiese repartir indistintamente entre los distintos sectores industriales, que dichas asignaciones se hiciesen en base al histórico de emisiones o que solo se considerase el CO₂ como gas contaminante.

Según la directiva 2003/87/CE, la UE establece que cada país debe realizar un PNA para asignar los permisos de emisión entre sectores. De esta forma se pone tope a las emisiones, se crea una escasez y por tanto se crea un mercado alternativo cuyo objetivo es la reducción de emisiones. El volumen total de emisiones debe llevar el visto bueno de la Comisión Europea a través de su Comité de Cambio Climático pero la asignación de dicha cantidad es libre para cada estado miembro. Señalar que uno de los sectores más afectados es el de Generación de Electricidad y especialmente para aquellos países en los que la cantidad de MW térmicos existentes es elevada.

España, como el resto de los 15 países miembros de la UE que ratifican el Protocolo de Kioto, esta comprometida a la reducción de un 8% de

emisiones contaminantes. Sin embargo, la UE ha aplicado dicho grado de compromiso de manera diferente según el país, siendo la obligación de Alemania por ejemplo, la reducción en un 21%. En el caso de España no es solo que no deba reducirse si no que puede aumentarla hasta en un 15% [27].

El Banco Publico de Indicadores Ambientales, en su ultima ficha informativa, nos muestra la intensidad de las emisiones en relación al objetivo del Protocolo en la UE (-8%) y al objetivo en España (+15%). Las emisiones (GEI) están expresadas como CO2 equivalente y presentadas en forma de índice respecto a la cantidad asignada en el año base del PK, es decir, 1990.

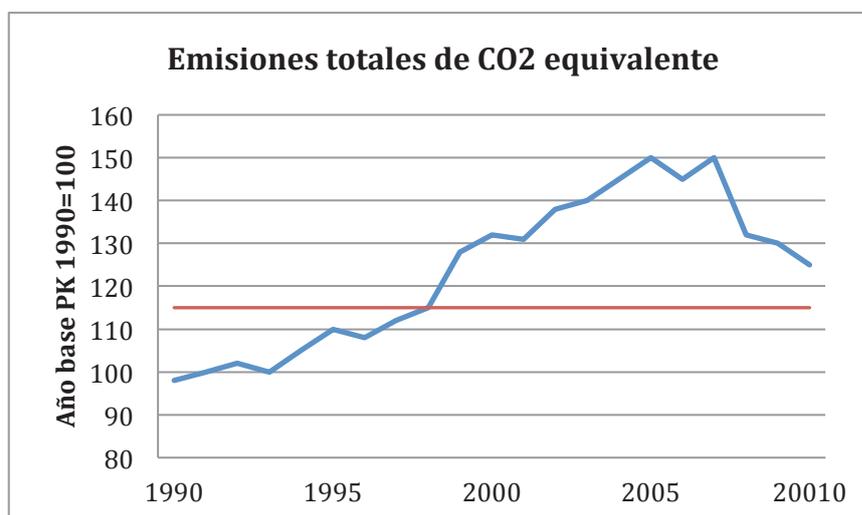


Figura 1.39: Emisiones de CO2 equivalente respecto al umbral PK

Por lo tanto España se encuentra por encima del umbral objetivo a pesar de haber reducido considerablemente las emisiones en los últimos años.

Además, según el mismo informe, se indica que *"El sector del procesado de la energía es el que más emite, con una participación creciente desde el año 1990 hasta el año 2005 (año a partir del cual comienza a reducir sus emisiones), para contribuir en 2010 con el 75,8% de las emisiones totales. Por su parte, los procesos industriales y la agricultura aportaron ese año el 7,9% y el 11,2%, respectivamente. El tratamiento y eliminación de residuos tuvo una participación en 2010 del 4,2%, porcentaje superior al*

correspondiente al año 1990." Con esto se concluye aún más la importancia de reducir las emisiones de CO2 en la generación de energía, y por consecuencia, la importancia de la energía de origen eólico.

El cumplimiento de los objetivos del PK es de vital importancia para una economía como la Española y actualmente dicho cumplimiento se está llevando a cabo por medio de compra de derechos de emisión a países con excedente como Polonia lo que genera un déficit económico añadido.

2. BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES DE LA ENERGÍA EÓLICA

2.1 SISTEMAS DE EVALUACIÓN MEDIOAMBIENTAL

Todas las tecnologías de producción de energía poseen un ciclo de vida con un principio y un final que puede establecerse previamente. En general, el ciclo de vida lo componen diferentes etapas conectadas entre si y siguiendo un orden. Por ejemplo, en el caso de la energía eólica, el ciclo de vida nace con la adquisición de las materias primas con las que se fabrica el aerogenerador y muere con el desmantelamiento del mismo para su reutilización o reciclaje. Entre medias se comprenden varias etapas siendo la más importante la de operación del aerogenerador, es decir, la etapa en la que se produce la energía eléctrica.

Cuando se hace un estudio desde el punto de vista medioambiental de un proceso de producción de energía existen herramientas que ayudan a cuantificar o valorar el impacto producido por la actividad en el medio. Los parámetros cuantificables como el consumo de materias primas, el consumo de agua y energía, las emisiones de gases de efecto invernadero, etc. pueden ser estudiados a través del análisis del ciclo de vida. Los de difícil cuantificación, como los riesgos potenciales, cambios geográficos o impactos visuales se pueden estudiar con otro tipo de herramientas como el estudio de impacto ambiental.

Todas las herramientas de gestión ambiental son conceptualmente similares y entre las principales cabe distinguir las siguientes:

- Análisis de riesgos ambientales.
- Estudio de impacto ambiental.
- Auditoria ambiental.
- Evaluación del comportamiento ambiental.
- Análisis del flujo de sustancia.
- Análisis del material y energía.

- Gestión integral de la cadena de sustancias.
- Análisis de la línea de productos.
- Análisis del ciclo de vida.

Cuando se habla de energía eólica, a la hora de instalar un nuevo parque, la legislación ambiental existente exige un estudio de impacto ambiental. Además, cada día parece más importante la realización del un análisis del ciclo de vida del parque en cuestión, como muchos autores indican, con la finalidad de completar el estudio de impacto ambiental y la subjetividad del mismo [28]. Por lo tanto se analizarán estas dos herramientas de gestión ambiental.

2.2 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

El estudio de impacto ambiental se emplea para determinar e intentar cuantificar los cambios que una actividad produce en el medioambiente y los efectos sobre las especies y el clima tanto a corto, medio o largo plazo. En el caso de la energía eólica lo que se trata de determinar el impacto de las construcciones, tanto de producción de la energía como de distribución de la misma.

Para la construcción de un parque eólico es necesario adquirir unos permisos y siempre es requerida la presentación de un Estudio de Impacto Medioambiental (EIA) que identifique los impactos ambientales, sociales y económicos de la actividad. Es utilizado como una herramienta de decisión a la hora de la concesión de un parque.

En general, el EIA se emplea para la determinación y cuantificación de los cambios que una actividad específica produce en el medioambiente (local y global) y los efectos que puede tener sobre seres vivos y el clima tanto a corto, medio como largo plazo así como los cambios ocasionados por las construcciones. El EIA es una herramienta que está orientada a la gestión del territorio y del medio natural para garantizar un desarrollo sostenible.

El EIA considera los efectos sobre el medio durante:

- El periodo de construcción
- El periodo de operación
- El abandono de las instalaciones al final de la vida útil

En general, los datos que arroja el EIA son detallados respecto a un impacto en concreto y deben considerar la concentración, duración y repercusión de los elementos contaminantes que se van a emitir mediante la evaluación de sus efectos sobre los seres vivos y el ambiente.

Según la Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental, los proyectos sometidos a la evaluación ambiental ordinaria en el ámbito de las explotaciones eólicas, es decir, que se requiere la elaboración de un EIA son aquellos que tengan 50 o más aerogeneradores, o que tengan más de 30 MW o que se encuentren a menos de 2 Km de otro parque eólico en funcionamiento, en construcción, con autorización administrativa o con declaración de impacto ambiental. Además, en uno de los anexos, se indica que si los proyectos se desarrollan en espacios protegidos (Red Natura), la Ley se ajustara para parques con más de 10 aerogeneradores o 6MW de potencia.

En general, la metodología para realizar un EIA conlleva una serie de pasos que se detallan a continuación.

A. Propósito, determinación del alcance y consulta

El proceso de elaboración del EIA empieza definiendo el propósito. Esto incluye el tamaño, número de turbinas, altura de las turbinas, accesos, subestación, conexión con la red, etc. También se incluyen las diferentes etapas del desarrollo del proyecto, es decir, construcción, operación y desmantelamiento. Normalmente el proyectista preguntara a las autoridades locales sobre su opinión acerca de los elementos son los más importantes para detallar en la evaluación. Las autoridades locales normalmente

recurren a consultorías para ofrecer una lista de aspectos sobre los que las autoridades requieren una información más detallada. Este punto es importante ya que el proyectista deberá ser informado de aspectos como si el lugar es de un gran interés arqueológico, cruzan líneas de aviación, etc.

Durante esta etapa también se ha de estudiar el abanico de alternativas factibles para la situación del proyecto y el inversor es el primer interesado en ello ya que una localización donde el impacto sea menor y el recurso del viento mayor le puede reportar una ganancia considerablemente superior.

Los aspectos generales que debe incluir un EIA son los siguientes:

- Impacto de las construcciones e infraestructuras
- Impacto visual
- Ruido
- Impacto en flora y fauna
- Impacto hidrológico para la protección de pozos subterráneos
- Impacto en zonas arqueológicas
- Interferencias electromagnéticas (protección del aire)
- Acceso público, zonas recreativas (desde el punto de vista de la seguridad)
- Sombras
- Impacto socio-económico tanto positivo como negativo
- Beneficios medioambientales globales

Además de los impactos directos de la actividad, se deben incluir los indirectos, secundarios, acumulados, permanentes, temporales, positivos, negativos a corto, medio y largo plazo.

B. Consulta pública

En los primeros pasos del diseño es aconsejable la consulta pública ya que las respuestas, si es posible, se incorporaran al mismo. Es una buena medida para asegurar el cumplimiento de los intereses locales.

C. Evaluación de los efectos

Para un proyecto de energía renovable, el EIA informa a los encargados de tomar decisiones sobre si los impactos negativos del desarrollo de la actividad son más amplios que los efectos positivos de generar energía de manera limpia, sin la combustión de combustibles fósiles, tal y como pretende la política energética en contra del cambio climático.

Para evaluar la importancia del impacto se siguen los siguientes pasos:

- Descripción de las estructuras y construcciones a realizar
- Descripción del medio ambiente existente
- Predicción de la magnitud del impacto, es decir, medir los efectos en la naturaleza del proyecto, en nuestro caso, por efecto de la altura de las turbinas, su número, vías de acceso, etc.
- Descripción de las medidas mitigadoras del impacto. Por supuesto, algunas pueden estar en desacuerdo como si se colocan los cables por encima del suelo para disminuir el impacto ecológico pero con ello se aumenta el impacto visual.
- Determinación de la importancia del impacto: cualquier estudio de impacto ambiental tiene partes subjetivas, es decir, que un impacto sea significativo no significa que el proyecto no sea viable ya que al final será una decisión tomada por la política local o la correspondiente comisión de gobierno (Para establecer la importancia de un impacto, es decir, para determinar si es significativo o no, se suma la magnitud del impacto y la sensibilidad del receptor de dicho impacto)

El desarrollo del EIA para el caso concreto de un parque eólico es el siguiente:

A. Impactos de la construcción

Los impactos generados en la construcción son generalmente considerados menores que los generados a largo plazo por el desarrollo de la actividad. Estos impactos incluyen el efecto físico de las maquinas en las carreteras, uso del suelo, acceso al sitio, recursos locales utilizados para la construcción de las vías de acceso, residuos generados y perturbación del trafico local durante el periodo de obras que de media suelen extenderse durante el periodo de un año. Los materiales de construcción provienen generalmente de la misma localización donde se va a construir el parque y se supone que los contaminantes son mínimos. Generalmente, dichos impactos se consideran poco relevantes y en muchos casos de gran transitoriedad pero hay hábitats naturales que si pueden sufrir un impacto mayor.

B. Impacto visual y paisajístico.

En este apartado se debe considerar que los aerogeneradores modernos son grandes llegando a superar los 100 metros de altura y que las palas de los mismos son elementos de gran magnitud en constante movimiento por lo que esta valoración del impacto visual y paisajístico es posiblemente la más importante pero a su vez la más subjetiva. A su vez, las asociaciones ecologistas emplean este aspecto como el más recurrente a la hora de posicionarse en contra de la aprobación de un parque eólico.

Otros efectos visuales como subestación, caminos de acceso, etc. se consideran de menor importancia pero se deben incluir en este apartado.

Se debe informar de la calidad del paisaje y de su aptitud al cambio para que el evaluador tenga la información necesaria a la hora de tomar una decisión.

La evaluación de los efectos puede dividirse en dos partes:

- Evaluación sobre la calidad del paisaje y su carácter. Lo que interesa es saber si afecta el carácter del paisaje y por tanto a su valor.
- Evaluación de los efectos a la vista, es decir, la integración del cambio.

La importancia de ambos impactos viene determinada por la sensibilidad del medio y la magnitud del cambio por lo que se deben considerar aspectos como cuantas personas van a ver el cambio, zonas residenciales colindantes, lugares de especial belleza, caminos o sendas verdes de uso publico, etc.

Para determinar si el impacto es significativo o no, una de las herramientas más significativas es la siguiente figura, donde la relación lineal entre magnitud y sensibilidad nos dará la respuesta:

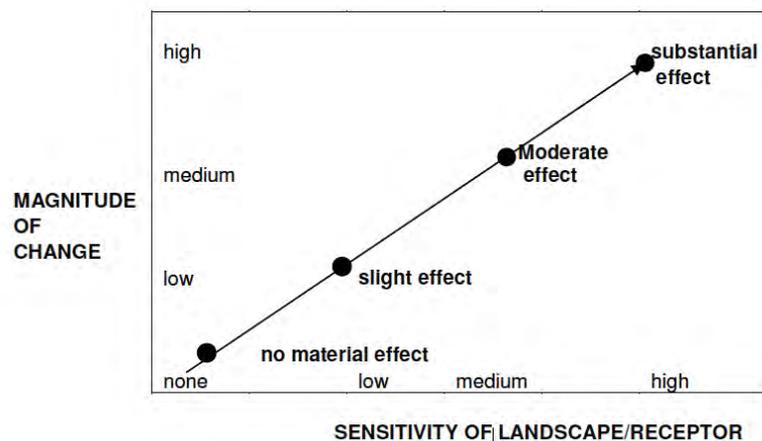


Figura 2.1 [28]: Relación entre la magnitud del impacto y la sensibilidad del medio

También son útiles algunas herramientas informáticas para determinar la Zona de Visibilidad Teórica (ZTV) que identifica con una escala de colores la visibilidad del parque eólico propuesto o herramientas de edición fotográfica con la que se pueden hacer montajes de las maquinas sobre el terreno para tener una idea aproximada del impacto que se producirá.

Como indica, la subjetividad reina en este apartado por lo que es útil emplear las referencias de los muchos parques eólicos ya construidos para intentar comparar y sacar conclusiones basadas en la experiencia.

El arte de evaluar el impacto visual y paisajístico de un parque eólico es, hoy en día, bastante impreciso y representa uno de los mayores focos de debate en la etapa de planificación de un parque. La falta de metodologías para su realización sigue siendo una constante.

A la hora de intentar mitigar este tipo de impactos, las medidas se reducen a modificar los diseños iniciales reduciendo el número de turbinas, su altura, etc. para hacer el proyecto más sensible con el medio. Un buen aprovechamiento del recurso del viento junto a una evaluación del impacto ambiental favorable es el objetivo perseguido. Además, presentar alternativas que mitiguen los impactos que el evaluador considere más importantes, serán muy bien recibidas a la hora de tomar decisiones.

Es muy poco probable que una nueva propuesta de parque eólico sea rechazada por su impacto visual y paisajístico. Volviendo a la subjetividad, los efectos significativos no tienen porque ser totalmente inaceptables y todo depende de la visión subjetiva de los evaluadores. No hay un consenso de opinión sobre los tipos de paisaje más adecuados para una nueva instalación, no hay valores umbrales para establecer los límites a partir de los cuales los efectos son inaceptables para la amenidad visual. Todo depende de la persona que lo mira, de si esta a favor de la energía eólica y por lo tanto es más propenso a aceptar cambios visuales o de si está en contra con lo que nunca encontrara los aerogeneradores estéticamente agradables si no como una industrialización del paisaje. Hay personas que incluso encuentran los aerogeneradores como esculturas, como una expresión de progreso y de un trabajo bien hecho en favor de la protección del planeta.

C. Ruido

Las turbinas tienen dos tipos de ruido generado:

- Ruidos mecánicos (caja de cambios, generador, etc.)

- Ruidos aerodinámicos derivados de la rotación de las palas

Los primeros han sido radicalmente mitigados con los nuevos sistemas que incorporan las turbinas modernas llegando a ser, a día de hoy, menor o similar al aerodinámico.

También se incluye en este apartado un tercer tipo de ruido que sería el ruido de baja frecuencia y que se siente como vibraciones. El ruido de baja frecuencia es la energía sonora por debajo de los 200Hz pero no requiere de estudio pues se ha comprobado que no es perceptible para el ser humano en el caso de los aerogeneradores.

Este apartado no ha tenido mucha importancia con anterioridad ya que las primeras instalaciones se situaban en entornos rurales por lo que solo se debían proteger granjas colindantes o pequeñas industrias. Hoy en día cada vez se instalan aerogeneradores más cerca de zonas residenciales por lo que comienza a ser de vital importancia su estudio.

El ruido de una turbina eólica se estudia a partir de los datos del fabricante que nos ofrece dichos datos para una velocidad de viento referencia y para una determinada altura por encima del suelo, generalmente 10 metros. Las turbinas modernas suelen arrojar datos de 90-100 dB que se traduce en un nivel de ruido de unos 50-60 dB a 40 metros de distancia, es decir, el nivel medio de una conversación entre dos personas o un coche a 40Km/h a 100 metros. Si el nivel de referencia es 0 dB (silencio total), se establece en 140 dB el nivel de ruido que es perjudicial para el oído humano.

En España, los valores límites se encuentran establecidos en el RD 1367/2007, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, del Ruido para Sectores del territorio con predominio de suelo de uso sanitario, docente y cultural que requiera una especial protección contra la contaminación acústica. Es recomendable usar esta legislación pues las restricciones sonoras son más estrictas. En concreto, 60 dB durante el día y 50 dB durante la noche.

Para mitigar este impacto, las medidas consisten en la reducción del número de turbinas, moverlas de las regiones más sensibles, ajustar sus especificaciones o también plantear la elección de otro fabricante de aerogeneradores.

D. Flora y Fauna.

Las fases de construcción y operación han de ser consideradas en este apartado. La construcción requiere accesos y carreteras (a veces temporales) de mínimo 4 metros de longitud para dar acceso a la maquinaria (generalmente pesada), limpiar terreno para las bases de las torres, para el cableado, etc. Solo el espacio de terreno entre las turbinas y las vías de acceso permanece inalterado.

Lo primero es hacer un estudio del hábitat, de las especies que lo habitan tanto animales como vegetales. Las aves son un factor muy importante en el caso de parques eólicos ya que son especies gravemente afectadas. Estudiar sus hábitos, migraciones, anidaciones, etc. es de vital importancia.

Existen algunas Directivas Europeas orientadas a la protección de las aves y muchas de las asociaciones ecologistas encargadas de su protección pueden suponer una barrera a la hora de realizar el estudio.

En los parques onshore, se puede llegar a la pérdida del hábitat más allá de su perturbación. La sensibilidad del hábitat es de fundamental importancia ya que hay algunos que son extremadamente raros. Para conocer estos datos se ha de recurrir a los Institutos y Organizaciones encargados de su evaluación y gestión.

El posicionamiento de turbinas en líneas migratorias, la existencia de grandes aves con poca facilidad para maniobrar, la existencia de especies rapaces cuyo área de caza coincide con el emplazamiento del parque o de muchas especies nocturnas son las razones que más influyen para determinar si el impacto es significativo o no.

Para mitigar este impacto, hay medidas como no colocar los aerogeneradores en líneas perpendiculares a las líneas habituales de paso de las aves, indicadores luminosos en aspas y buje, rehabilitación de las bases de las turbinas y caminos de acceso, no realizar las obras en época de cría, etc.

E. Zonas de interés arqueológico.

La proximidad a zonas de interés arqueológico e incluso a edificaciones, monumentos o paisajes históricos es un elemento a tener en cuenta.

Una opción es hacer un estudio básico donde el evaluador pueda conocer la importancia de las zonas de interés, clasificándolas desde "importancia local" hasta "monumentos históricos". De esta manera, la magnitud del impacto variara desde muy baja si hablamos de un espacio muy reducido, una parte poco importante de la diversidad cultural de la zona o un yacimiento abandonado hasta muy alto si hablamos de una zona de gran interés histórico bien sea por sus construcciones como por hechos del pasado que en ella ocurrieron.

La magnitud del impacto, es decir, si es significativo o no, se evaluara mediante una relación lineal como se ha indicado antes entre la sensibilidad del medio y la importancia del resto arqueológico, paisaje histórico, etc.

Es un impacto muy complicado de mitigar. Si hablamos de un gran edificio histórico la solución simplemente es buscar otro emplazamiento pero si hablamos de una excavación de interés medio, grabar con una videocámara como era el medio antes de la construcción del parque podría ser suficiente si en el futuro se quieren hacer más investigaciones.

F. Interferencias Electromagnéticas.

La interferencia de la señal electromagnética debido a las torres y las aspas de los aerogeneradores en movimiento son también un elemento a tener en cuenta.

Sistemas como los radar, sistemas de aterrizaje de aeronaves, o áreas de entrenamiento de aeronaves pueden verse afectados.

Se debe hacer una evaluación de las señales de radio y microondas en el emplazamiento elegido que puede efectuarse, por ejemplo, consultando a los diversos emisores de ondas de radio o televisión (emisoras locales), a las autoridades de aviación civil o de tráfico aéreo.

Los efectos pueden ser el bloqueo o dispersión de las señales afectando en el mejor de los casos a las señales de televisión tanto locales como nacionales o en el peor de los casos amenazando la seguridad de las personas si existe peligro de un accidente aéreo. Por lo tanto, el impacto será significativo si por ejemplo, el emplazamiento se encuentra cerca de un aeropuerto tanto comercial, militar o recreativo.

En materia de mitigación, las medidas suelen estar orientadas hacia el cambio de posición de las turbinas o el cambio del itinerario de las señales electromagnéticas.

G. Sombras.

En determinadas situaciones y según la hora del día, el sol puede pasar por detrás de los rotores de las turbinas proyectando una sombra sobre una propiedad cercana que tiene la característica de ser tremendamente molesta por su carácter parpadeante. Igual de importante es la proyección de esta misma sombra sobre por ejemplo, una carretera. La sombra fija de la torre se considera de menor impacto pero también debería considerarse para que, en el caso de existir, se pueda mitigar de alguna manera.

Situando el norte relativo a la turbina, cualquier vivienda a 130° por ambos lados del mismo y a una distancia de 10 veces el diámetro del rotor debería ser identificada. El número de horas anuales que la sombra parpadeante se proyecta sobre una vivienda es calculada por la posición relativa de la turbina respecto de la vivienda, la geometría de la turbina y la latitud del emplazamiento eólico. La frecuencia de funcionamiento de la turbina también será relevante para este cálculo.

Esta sombra puede ser dañina para la salud ya que la epilepsia fotosensible puede ser activada si se alcanzan los 2.5-3 destellos por segundo (Hz). La mayoría de las turbinas comerciales giran en torno a los 0.3-1 Hz por lo que esta situación es complicada pero se debe realizar su estudio de igual manera.

Para mitigar este efecto lo que se suele hacer es llevar un control de la sombra incluyendo un sensor en las turbinas que desactiva el rotor cuando hay un riesgo potencial.

H. Acceso público y zonas recreativas.

Este impacto es de especial interés cuando el emplazamiento eólico se encuentra en localizaciones con espacios verdes de uso recreativo o caminos transitados (sendas verdes).

Para estudiarlo, se calcula la superficie total de uso recreativo que se va a perder por el inicio de la actividad. Por superficie perdida se entiende aquella que se encuentra a una distancia de la torre igual a la suma de la distancia que abarcaría la turbina en el caso de caerse más 10 metros adicionales.

Para mitigar este impacto lo que se hace es mover las turbinas para intentar alejarlas de caminos públicos. Además, como las turbinas son visibles desde los senderos, se suele proponer la instalación de paneles informativos. En el caso particular de que sea un sendero transitado por caballos, el diseño tiene que evitar que la turbina aparezca inesperadamente a la vista,

situando en este caso las turbinas a 100-200 metros de dichos caminos. Para usuarios de terrenos públicos por los que las personas puedan caminar, no hay reglas específicas de seguridad.

I. Impacto socio-económico y beneficios medioambientales.

Esta parte del EIA es muy importante pero siempre aparece al final del mismo. Los beneficios económicos son de gran importancia a la hora de tomar una decisión y normalmente las políticas nacionales exigen que los beneficios medioambientales se vean reflejados en forma de beneficios materiales en temas de energías renovables.

Impacto socio-económico

Durante la fase de construcción, se firman contratos con empresas locales aumentando el empleo en la región. También en la fase de diseño se realizan encuestas e incluso estudios como el propio EIA que dan trabajo en la región.

Durante la fase de operación, prácticamente la totalidad de los empleados del parque son procedentes de la misma región. Los beneficios para la región son incluso cuantificables ya que según la experiencia, reportan una media de 3.000 euros por MW instalado.

Hay un pequeño vacío sobre el efecto de los parques eólicos sobre los precios de las propiedades pero se estima que dicho efecto es negativo ya que según algunas encuestas los precios de las viviendas caen entre un 5-10%. Este dato es muy relativo pues en las regiones más ocupadas por aerogeneradores este impacto es menor. Incluso se han encontrado datos de algunas regiones que ven revalorizado el precio de sus viviendas después de instalar un parque eólico en sus inmediaciones.

El impacto en el turismo es también complicado de cuantificar. Hay datos que indican que el turismo aumenta en las zonas donde los parques eólicos

tienen actividades divulgativas pero esto no es habitual. Otras encuestas indican que no afecta ni positiva ni negativamente pero por supuesto este aspecto está estrechamente ligado al impacto visual anteriormente descrito.

Beneficios medioambientales

El mayor beneficio es la ausencia de emisiones de gases de efecto invernadero en la producción de energía eléctrica. La reducción de estos gases se cuantifica por un número de casas que el parque podría alimentar en un año, basado en un consumo promedio en kWh anuales.

Finalmente, después de evaluar todo lo anterior, el diseño inicial del parque se modifica y se hace una evaluación final basada en todas las evaluaciones anteriores. Esto lo convierte en un proceso de 2 etapas y actualmente se dilata en el tiempo unos 2 años.

A la hora de tomar una decisión, se enfrentan todos los impactos contra los beneficios que supone la actividad pero, en ocasiones, el carácter de los impactos es muy diferente por lo que es una tarea muy complicada.

Las ideas que se han de tener claras sobre la Evaluación de Impacto Ambiental son las siguientes:

- Es una herramienta de diseño a la vez que de decisión.
- Ayuda a maximizar la producción a la vez que se minimiza el impacto ambiental negativo.
- Solo los impactos claves necesitan ser evaluados.
- Requiere objetividad pero algunas evaluaciones siguen siendo totalmente subjetivas.

2.2.1 Beneficios de la repotenciación según el EIA

La repotenciación eólica tiene múltiples ventajas desde el punto de vista de un estudio de impacto medioambiental. Considerando que el desmantelamiento del parque original ya fue previsto en el EIA perteneciente al mismo y que de todas formas ha de ser llevado a cabo, este no se considera como un efecto negativo para la repotenciación. Algunas de las ventajas medioambientales asociadas a la repotenciación son las siguientes [2.9]:

- La repotenciación eólica maximizaría la generación de energía en una tierra que ya ha sido acondicionada para dicho propósito, aumentando la producción por metro cuadrado. Por lo tanto, maximiza la utilidad del uso de los terrenos y las vías de acceso a los mismos no han de ser modificadas en gran medida.
- Los aerogeneradores modernos son más silenciosos que los diseños de primera y segunda generación por lo que la repotenciación reduciría el impacto del ruido asociado a las placas eólicas.
- Dado que la producción de energía se ve incrementada, la repotenciación compensa en mayor medida las emisiones de contaminantes y gases de efecto invernadero al aire que, de otro modo, habrían sido emitidos por una central convencional.
- La reducción de la densidad de las turbinas reduce el número de colisiones de las aves. Además, las nuevas turbinas, debido al aumento de su potencia, giran a una velocidad menor, colaborando de igual manera en la reducción del número de impactos de las aves.
- El impacto visual se ve reducido por la reducción de la densidad de turbinas en el paisaje. Además, la instalación de turbinas más modernas y fiables mejora el aspecto estético del parque eólico. Algunas de las turbinas más antiguas se encuentran fuera de servicio en numerosas

ocasiones y están a la vista de vías principales de tránsito. Esto genera, según las encuestas, una peor percepción del público ante la eficacia de la energía eólica. Según [2.10], la "no operación" y el miedo al abandono del parque eólico sigue siendo un tema crítico para la población y es responsabilidad de la industria eólica hacer funcionar las máquinas lo más eficientemente posible. La repotenciación permite rehabilitar los parques eólicos con diseños más modernos y más estéticos, mejorando la percepción del público.

- Una industria crece donde hay un mercado interno estable. La repotenciación genera beneficios en la tasa de empleo de la región donde se lleva a cabo ya que, como se ha indicado anteriormente, tanto durante la fase de construcción como la de operación, intervienen un número considerable de empresas regionales. Por lo tanto, la repotenciación fomenta el empleo y el desarrollo económico.
- Beneficios procedentes del turismo. Las personas que trabajan en el campo de la generación eléctrica viajan a los parques eólicos en los que se instala la última tecnología. Mostrar al sector eólico proyectos modelo puede atraer a cierto tipo de organizaciones como Naciones Unidas o el Centro Internacional de Estudios para la Energía y el Medio Ambiente a redactar informes sobre el proyecto de repotenciación, situando la región en un nivel alto de atracción mediante esta vía de promoción.
- Más intangible pero no menos importante, es la contribución de la industria eólica para mejorar la imagen de una región, de un país como innovador. Repotenciar parques antiguos evita que la industria eólica languidezca o que disminuya su reputación.

Como ejemplo de los beneficios medioambientales asociados a la repotenciación eólica se empleará el EIA de la repotenciación del parque eólico de Coal Clough. Este parque eólico fue instalado en 1992 en Lancaster (Reino Unido) y estaba formado por 24 turbinas Vestas WD34 de

400 kW cada una, formando una instalación de 9.600 kW y una producción media anual de 22 GWh. Las turbinas originales tenían unas dimensiones de 30 metros de altura y 34 metros de diámetro del rotor.

La repotenciación llevada a cabo en el año 2013 concluyó con la instalación de 8 turbinas Vestas V90 de 2MW, 90 metros de diámetro de rotor y 110 metros de altura. La potencia total de la instalación ascendió a 16 MW, un 60% de incremento respecto a la potencia original.

Además, la repotenciación lleva asociada una actualización de los caminos de acceso al parque, de las infraestructuras, de los caminos internos del parque, un nuevo edificio de control y la obra civil necesaria para los trabajos de instalación de los nuevos aerogeneradores.

Las conclusiones a las que se llega en el EIA de la repotenciación del parque eólico son las siguientes [29]:

- No existe un impacto inaceptable en el paisaje así como en la armonía visual del área que cubre el parque por el cambio de la situación de las turbinas, su número, su diseño, su color o su configuración. Además, desde distintos puntos de vista, el alcance de la instalación repotenciada desde las dos turbinas más extremas no sufre una gran variación respecto a la instalación original. Es cierto que las nuevas turbinas son más altas y ,por tanto, más visibles pero son menos numerosas y se ha guardado un orden más respetuoso con la armonía visual desde distintas orientaciones. Además, su visibilidad aumenta en 2-3 km desde la turbina más cercana pero dicha afección sigue sin alcanzar las zonas urbanas próximas así como las áreas de recreo en espacios naturales cercanas. Por todo esto, el EIA concluye que a pesar de tenerse un rango más amplio de visibilidad, el impacto es menor. Estas conclusiones se pueden observar en la Figura 2.2 que presenta una simulación del parque repotenciado respecto a la Figura 2.3 que presenta el parque original.



Figura 2.2: Parque repotenciado de Coal Clough



Figura 2.3: Parque original de Coal Clough

- No existe un impacto negativo adicional en la naturaleza respecto al parque original. Las nuevas turbinas tienen una velocidad de giro inferior a las turbinas originales y además, la nueva disposición de los aerogeneradores presenta mayor distancia entre máquinas y ,por lo tanto, se ve reducido el riesgo de accidentes con aves.
- Los niveles de ruido no superan los niveles regulatorios y no afectan a ninguna vivienda cercana. Las nuevas turbinas, con sistemas más sofisticados de reducción del ruido no presentan un problema respecto al parque original.
- El estudio de sombras determina que no existe una afección en el medio o en vías de comunicación cercanas, tal y como se puede observar en la

Figura 2.4 donde los puntos en rojo representan las viviendas cercanas al parque eólico.



Figura 2.4: Sombras de la repotenciación de Coal Clough

- Los caminos de acceso al parque eólico se mantienen completamente, adecuándolos para las obras de instalación de las nuevas turbinas. Los accesos interiores se mantienen y solo se adecuará los desvíos desde los mismos hasta cada nuevo aerogenerador. Se invertirá en la restauración de los accesos que queden sin uso, minimizando así el impacto asociado a estos. en la Figura 2.5 se puede observar el layout del parque repotenciado así como el emplazamiento de las turbinas originales.

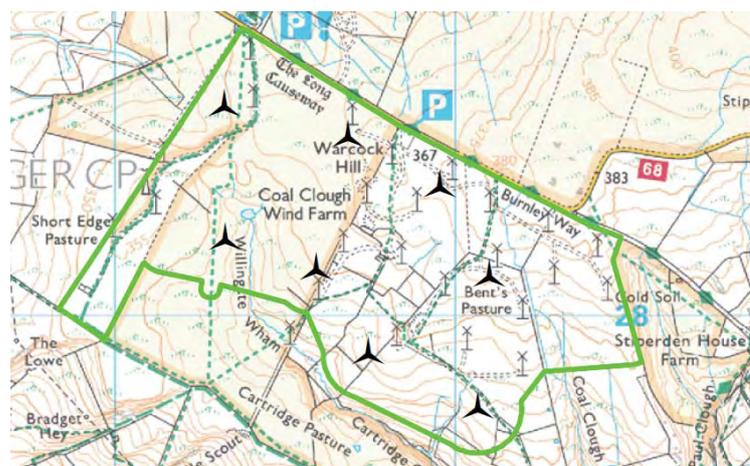


Figura 2.5: Layout del parque repotenciado del Coal Clough

- No existen perturbaciones electromagnéticas adicionales a las del parque original. Se realizarán las mismas medidas mitigadoras que en el parque original para garantizar la minimización de las perturbaciones causadas por los aerogeneradores, en base a su nueva disposición.

Por lo tanto, respecto al parque original el impacto a tener más en cuenta es el visual. Como se determina en el EIA de esta repotenciación, a pesar de que las turbinas son más voluminosas y por tanto, visibles desde una distancia mayor, su número es menor y su distribución es tal que, desde cualquier punto de vista, guardan un mejor orden y por tanto, mejoran la armonía visual. Los impactos asociados a la fase de construcción y desmantelamiento, así como a la operación del parque, tráfico, etc. no sufren variación alguna respecto a una instalación nueva siendo, en todo caso, menores en la fase de construcción debido al aprovechamiento de gran parte de los caminos de acceso al parque como interiores del mismo. A su vez, como se ha indicado, se produce una mejora del impacto en las aves al girar las máquinas a una velocidad menor y estar más separadas unas de otras.

2.3 ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA

La energía eólica es capaz de producir energía sin generar contaminación o emisiones directas durante el proceso de conversión, lo que no significa que no genere ningún tipo de contaminación ya que se debe considerar también la fase de fabricación y desmantelamiento para cuantificar el impacto derivado de la producción de energía mediante esta tecnología. Para cuantificar este impacto se estudia el ciclo de vida completo mediante la aplicación de la normativa ISO 14044 para realizar un estudio de LCA cuantificando el impacto global de un aerogenerador y sus componentes.

El LCA es una herramienta de gestión ambiental basada en la identificación de los recursos usados y los residuos generados que se emiten al suelo, aire y agua a lo largo del ciclo de vida de un bien o servicio. Entre sus

ventajas cabe destacar que evita que la solución a un problema ambiental en particular ocasione perturbaciones en otra parte del ciclo de vida o si por ejemplo, el impacto es sobre el suelo, se evita que al solucionarlo se cree un impacto sobre el agua o el aire. Además permite obtener muchas conclusiones al relacionar todos los recursos usados y todos los residuos o emisiones generadas. Sin embargo, no permite la evaluación de impactos reales, solo potenciales ya que es lo que mide.

Una de las características más importantes del LCA es que permite la comparación con productos alternativos que cumplan la misma función como por ejemplo diferentes tecnologías de producción de energía. Además, se puede emplear para proponer mejoras de los sistemas estudiados.

La familia de Normas ISO 140XX recoge el LCA en su serie 14040 que establece un procedimiento para su desarrollo. Dicha norma propone cuatro elementos básicos, siendo dichos elementos interactivos entre sí:

1. Definición del objetivo y alcance (ISO 14041)
2. Análisis del inventario (ISO 14042)
3. Evaluación del impacto (ISO 14043)
4. Interpretación de los resultados (ISO 14044)

Respecto a las metodologías existentes para evaluar el impacto final se destacan el Eco-Indicator 99, CML y EDIP. Es importante emplear metodologías de referencia a fin de poder comparar los LCA de distintos procesos o servicios como se hará a continuación.

La metodología Eco-Indicator 99 para el cálculo del impacto ambiental esta formada por tres fases:

1. Inventario de la extracción de recursos, del uso del suelo y de las emisiones relevantes en todos los procesos incluidos en el ciclo de vida de un producto.
2. Cálculo de los daños que se pueden causar a la salud de la población, a la calidad del ecosistema y a los recursos existentes en el planeta.
3. Ponderación de las tres categorías de daño recogidas en el segundo punto.

Básicamente todas las metodologías de LCA tienen el mismo proceso y lo que las distingue en mayor medida es la ponderación de los impactos. El Eco-Indicator 99 no mide las categorías de impacto como los LCA clásicos sino los diferentes tipos de daños que causan dichos impactos, limitando a tres el número de elementos a analizar.

Dentro de las categorías de impacto analizadas existen las siguientes:

- Sustancias cancerígenas (número de años de vida perdidos por kg de emisión).
- Enfermedades respiratorias (número de años de vida perdidos por kg de emisión).
- Cambio climático (número de años de vida perdidos por kg de emisión).
- Radiación ionizante (número de años de vida perdidos por kg de emisión).
- Reducción de la capa de ozono (número de años de vida perdidos por kg de emisión).
- Eco toxicidad (Fracción Potencialmente Afectada $PAF \cdot m^2 \cdot \text{año} / \text{kg}$ emisión).
- Acidificación/eutrofización (Fracción Potencialmente Desaparecida $PDF \cdot m^2 \cdot \text{año} / \text{kg}$ emisión).
- Uso del suelo ($PDF \cdot m^2 \cdot \text{año} / m^2$)

- Minerales (energía excedente por kg de material)
- Combustibles fósiles (energía excedente para extraer MJ, kg o m³ de material fósil).

Las primeras cinco categorías se refieren a la salud humana y la unidad funcional son los años de vida perdidos. Las categorías Eco toxicidad, Acidificación/eutrofización y uso del suelo miden la calidad del ecosistema y se miden mediante el PDF (potentially disappeared fraction) que mide la disminución relativa del número de especies. Las dos últimas categorías se refieren a los recursos y se miden mediante el MJ surplus que relaciona la disminución de los recursos con el incremento del coste energético/ambiental para explotarlos.

Otra metodología necesaria y complementaria al Eco-Indicator 99 es la CED (Commulative Energy Demand). Es de gran interés ya que se emplea en casos de evaluación energética pues permite conocer la energía total consumida de forma directa e indirecta durante el ciclo de vida.

La metodología CML 2009 es la metodología más utilizada en la actualidad ya que se considera la más completa. Para derivar los factores de impacto utiliza fundamentalmente datos europeos agrupando los resultados del LCA en categorías de punto medio por temáticas, que son mecanismos comunes o grupos. Las categorías de impacto son las siguientes:

- Recursos abióticos, elementos (ADF elementos, mg Sb eq.)
- Recursos abióticos, fósiles (ADP fósiles, MJ)
- Acidificación (AP, mg SO₂ eq.)
- Eutrofización (NP, mg PO₄ eq.)
- Eco toxicidad, ecosistemas terrestres (TETP, mg DCB eq.)
- Eco toxicidad, agua dulce (FAETP, mg DCB eq.)
- Eco toxicidad, agua salada (MAETP, g DCB eq.)
- Calentamiento global (GWP, g CO₂ eq.)
- Toxicidad para las personas (HTP, mg DCB eq.)
- Oxidación fotoquímica (POCP, mg eteno)

La metodología EDIP 96 recoge las siguientes categorías de impacto:

- Calentamiento global (g CO₂ eq.)
- Agotamiento de la capa de ozono (CFC11 eq.)
- Acidificación (g SO₂ eq.)
- Eutrofización (g NO₃ eq.)
- Smog Fotoquímico (g eteno eq.)
- Eco toxicidad crónica del agua (m³/g)
- Eco toxicidad aguda del agua (m³/g)
- Eco toxicidad del suelo (m³/g)
- Toxicidad humana aire (m³/g)
- Toxicidad humana agua (m³/g)
- Volumen de deshechos (kg)
- Desechos peligrosos (kg)
- Desechos radioactivos (kg)
- Escoria/ceniza (kg)
- Todos los recursos utilizados (kg)

2.3.1 Análisis del ciclo de vida aplicado a la energía eólica

La contaminación o las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂ es una de las consecuencias del uso de tecnologías de producción de energía a partir de fuentes fósiles. Las energías renovables contribuyen positivamente al medioambiente en este sentido y en otros aspectos derivados como pueden ser problemas económicos ya que el uso de combustibles fósiles produce un incremento de los precios de la energía en los países que carecen de recursos como es el caso de España.

La energía eólica es capaz de producir energía sin generar contaminación o emisiones directas durante el proceso de conversión, lo que no significa que no genere ningún tipo de contaminación ya que se debe considerar también la fase de fabricación y desmantelamiento para cuantificar el impacto derivado de la producción de energía mediante esta tecnología. Para ello se

estudian los ciclos de vida completos y los diferentes LCA para cuantificar el impacto global de diferentes aerogeneradores y sus componentes, extrapolando los resultados a distintos parques eólicos y comparándolos con otras tecnologías de producción de energía.

Para realizar el análisis del ciclo de vida de un aerogenerador se divide dicho ciclo de vida en las siguientes fases:

1. Fabricación de sus componentes
2. Transporte al parque
3. Montaje en el parque
4. Puesta en marcha
5. Mantenimiento
6. Desmantelamiento final y tratamiento de residuos

A fin de comparar se limitan las partes de estudio del aerogenerador a las más voluminosas, entre las que se encuentran las siguientes:

1. Cimentación
2. Torre
3. Góndola
4. Rotor

Por lo que estudiando el ciclo de vida de cada uno de ellos desde su fabricación hasta su desmantelamiento y tratamiento de residuos, bien como reciclaje o como material de vertedero, se obtiene una visión global de los principales impactos.

Según la Figura 2.6 [30], en 2012, los aerogeneradores instalados en España tenían la siguiente distribución por fabricantes en MW instalados:

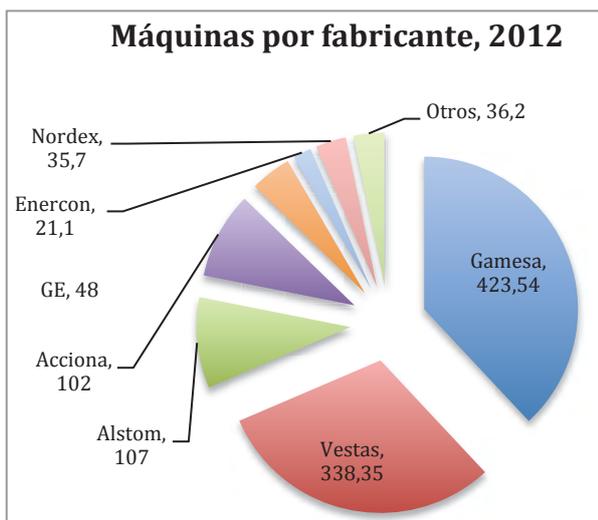


Figura 2.6: Distribución de MW instalados por fabricante durante 2012

Donde se puede observar que Gamesa y Vestas se llevaron las mayores cuotas de mercado durante el ejercicio de 2012. Estudiando como fue la distribución de MW instalados por fabricante en el año 2011 se tienen los mismos resultados como se aprecia en la Figura 2.7 [31].



Figura 2.7: Distribución de MW instalados por fabricante durante 2011

El total acumulado de potencia instalada en España al cierre del ejercicio de 2012 arroja los mismos resultados como podemos observar en la Figura 2.8 [30], estableciendo por tanto que Gamesa y Vestas son los dos fabricantes con un mayor número de potencia instalada y por tanto de aerogeneradores en España.

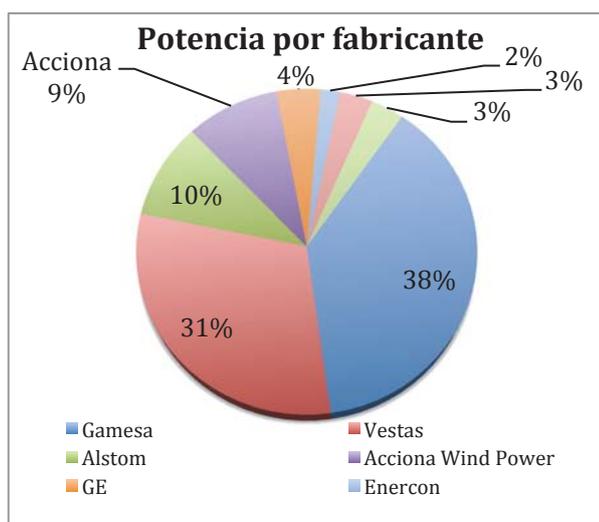


Figura 2.8: Distribución de MW instalados por fabricante en 2012

En la Figura 2.9 [30] podemos observar la distribución por tamaños de los aerogeneradores instalados durante 2012 y en la Figura 2.10 [31] tenemos los mismos resultados para el ejercicio de 2011. Se ve como los aerogeneradores de 2 MW predominaron en el mercado de aerogeneradores de 2012 pero, sin embargo, representan un 38% respecto al 52% que representaron en 2012. Esta disminución de los aerogeneradores instalados de 2 MW es debido a la inclusión de las turbinas de 3 MW que vieron incrementada su participación desde un 12% en 2011 hasta un 31% en 2012.

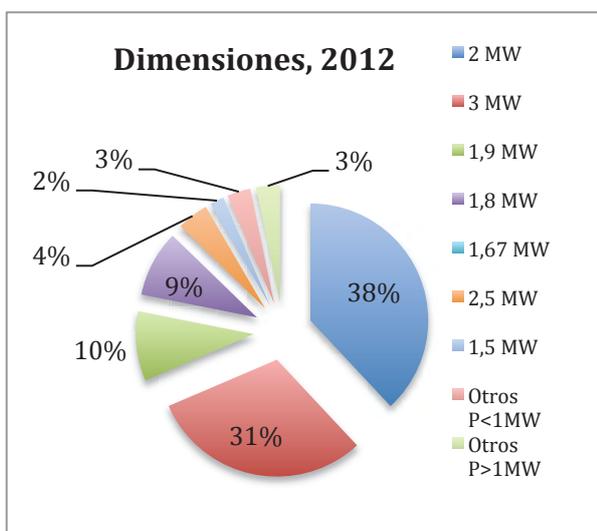


Figura 2.9: Distribución por tamaños de aerogeneradores instalados en 2012

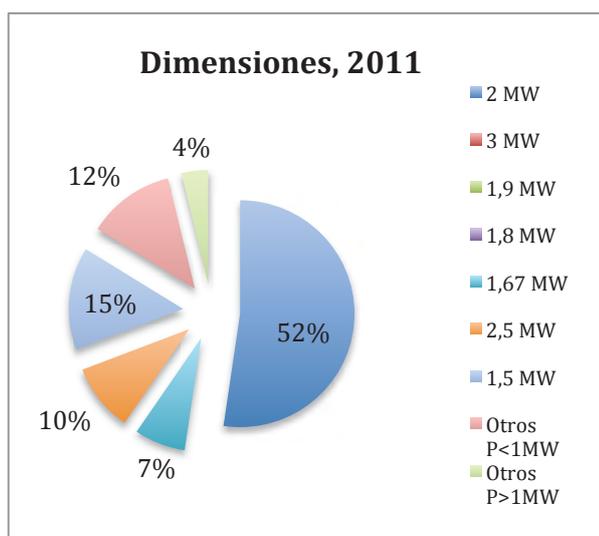


Figura 2.10: Distribución por tamaños de aerogeneradores instalados en 2012

Como se observa en ambos gráficos, predominan las máquinas de 2 MW en los dos últimos años y en 2012 hay un gran porcentaje de máquinas instaladas de 3 MW. En general las máquinas de menos de 1 MW suponen un porcentaje muy pequeño en comparación con las de más de 1 MW como es lógico debido a la evolución tecnológica del sector.

Por lo tanto, a la vista de los datos estudiados, parece conveniente estudiar el LCA de aerogeneradores multimegawatio ya que son los que dominan las nuevas instalaciones y en concreto los que pertenecen a los dos fabricantes más relevantes en España, es decir, Gamesa y Vestas. Dado que el fabricante Gamesa no produce aerogeneradores de 3 MW parece adecuado considerar, a la vista de los datos, que la gran mayoría de máquinas instaladas durante 2012 pertenecen al fabricante Vestas. De la misma forma, la gran mayoría de las máquinas de 2 MW instaladas tanto en 2011 como 2012 tienen una gran probabilidad de pertenecer tanto a Vestas como a Gamesa.

A continuación se analizarán los LCA de tres modelos de aerogeneradores, en base a lo anteriormente expuesto:

- Gamesa G8X de 2 MW

- Vestas V90 de 2 MW
- Vestas V 90 de 3 MW

2.3.1.1 Impacto ambiental asociado a cada componente

Las principales fases asociadas al ciclo de vida de un aerogenerador son las siguientes:

1. Fabricación del aerogenerador
2. Transporte hasta el parque
3. Operación y mantenimiento
4. Desmantelamiento y reciclaje

Los resultados del análisis del ciclo de vida dependerán en gran medida de la rigurosidad en la recopilación de los datos de inventario. A la hora de la toma de datos para la fabricación del aerogenerador son las cuatro partes anteriormente descritas las que cobran mayor importancia [32]:

1. Cimentación: Sus posibles emisiones al medio ambiente durante la vida útil del aerogenerador no son demasiado importantes ya que el porcentaje de material reciclado en este caso es muy alto. Los materiales principales que la conforman son el cemento, acero y hierro fundido. Es difícil hacer una estimación del porcentaje de material que será reciclado en el futuro pero normalmente se toma el 100% para el cemento y el 90% para el acero y el hierro fundido.
2. Torre: Los procesos fundamentales de fabricación son el conformado y la soldadura del material principal, el acero. Llevan un tratamiento superficial pero su análisis no suele ser relevante. Al igual que en la cimentación, es usual tomar valores del 90% de reciclaje del acero.
3. Góndola: El material principal de las góndolas modernas es el prepeg. También hay que considerar los elementos interiores

encargados de la transformación de la energía mecánica del rotor, es decir, la caja multiplicadora, el eje principal, el generador y el transformador. Es el objeto de la mayor parte de las operaciones de mantenimiento ya que estas partes móviles requieren de lubricación periódica e incluso recambio de algunas piezas. En el desmantelamiento se considera generalmente el reciclaje del 90% del interior de la góndola.

4. Rotor: También realizado en prepeg al igual que las palas. El buje suele ser de hierro fundido por lo que se recicla con un 90% de rendimiento. Las palas y el cono se envían al vertedero o se incineran.

La base de datos comercial Ecoinvent ofrece mucha información sobre procesos industriales. Así es posible conocer datos de materiales y energía usados en la fabricación de muchos de los componentes de un aerogenerador, ya que muchos de los fabricantes modernos no se encargan de la construcción de todos los componentes de sus máquinas comerciales. Únicamente el fabricante Vestas fabrica en sus instalaciones la totalidad de las piezas de la máquina y todos los componentes de sus principales partes, delegando en otras compañías únicamente la cimentación.

Los datos de distancias de los transportes se calculan de manera sencilla mediante las rutas reales hasta el emplazamiento del parque eólico. En numerosas ocasiones los componentes provienen de diferentes factorías y esto es un elemento a tener en cuenta ya que como es lógico, a mayor distancia, mayor impacto tendrá el transporte en el medioambiente.

Cada elemento del aerogenerador se desglosa en sus diferentes partes y se contabiliza la energía utilizada en el proceso de fabricación de cada una de ellas. Por ejemplo, si la torre está dividida en tres secciones para facilitar su transporte y montaje, se tomará el peso de cada una de ellas, el material del que están hechas y la energía utilizada en el proceso de fabricación de

las mismas. De la misma manera se procede para el resto de las partes de la máquina.

Las operaciones de mantenimiento que se llevan a cabo en el parque eólico han de ser registradas en el sistema de gestión ambiental de la empresa mantenedora tal y como indica la Norma ISO 14001 por lo que el acceso a esta información es relativamente sencillo. Estas actividades de mantenimiento durante la fase de operación incluyen cantidades de grasas y aceites utilizados, piezas sustituidas y por supuesto, el transporte.

Los procesos de transporte pueden ir implícitos en la fase de fabricación o pueden estudiarse individualmente y de forma acumulada. Si se tiene en cuenta que el proceso de fabricación comienza con la recolección de materias primas y acaba con el aerogenerador instalado en el parque y listo para producir, se estará incluyendo en dicha fase. Desglosando todos los transportes involucrados en el ciclo de vida del aerogenerador, se puede incluir como una nueva categoría y estudiar su impacto en función de las categorías que incluya la metodología empleada. Todos los procesos de transporte incluyen el impacto de las emisiones causadas por la extracción y la producción del combustible y la generación de la energía durante el transporte a partir de ese combustible.

Consideraciones generales en el análisis del ciclo de vida de un aerogenerador:

- Generalmente, se realizan para una vida de 20 años. El motivo de esta cifra es que suele ser el periodo que los fabricantes ofrecen su garantía y el utilizado en el análisis de viabilidad económica de parques eólicos.
- Suelen emplearse criterios de corte, generalmente el peso de los componentes. Se considera aceptable si el peso de los componentes analizados representa entre un 85% y un 95% del total del aerogenerador.

- Los porcentajes de reciclaje de residuos que se emplean se estiman sobre bases de datos de proyectos de desmantelamiento de parques eólicos después de 20 años, es decir, de la vida útil de la maquina.
- A la hora de estimar la producción del aerogenerador por año se debe hacer una estimación realista de las horas en las que puede trabajar la maquina a plena carga, es decir, la misma que se utiliza como referencia para la viabilidad económica de un parque eólico. En España se suelen tomar 2.000 horas anuales pero en Dinamarca por ejemplo se pueden estimar alrededor de 2.600 horas o más de 3.000 horas en el caso de Reino Unido.
- Suele estimarse el cambio de alguna de las piezas importantes de la góndola a lo largo de la vida del generador. Los resultados no varían significativamente pero ha de tenerse en cuenta. Por lo general suele ser el generador, según las bases de datos existentes.

Para estudiar el impacto ambiental asociado a cada componente se ha elegido la turbina Gamesa G8X de 2 MW. El análisis del ciclo de vida de dicha turbina esta realizada bajo la metodología del Eco-Indicator 99 [32].

Los impactos por categoría son los mostrados en la Figura 2.11.

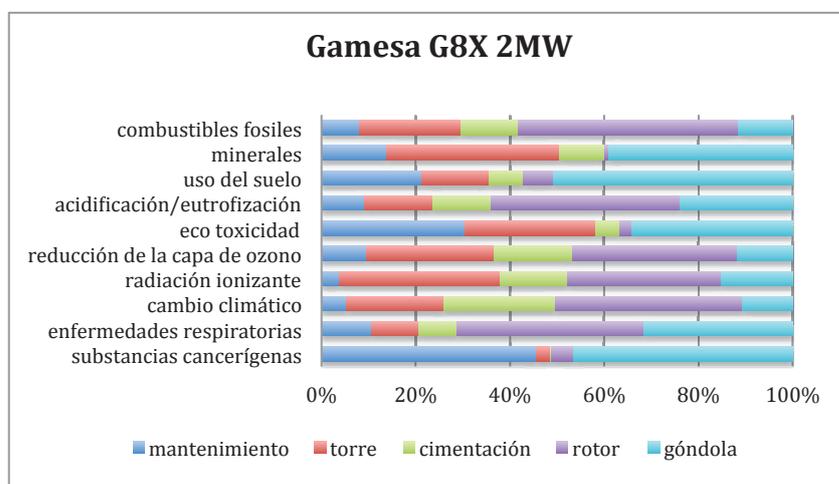


Figura 2.11: Impactos por categoría y componente Gamesa G8X

Es importante señalar que dicho análisis del ciclo de vida del aerogenerador Gamesa G8X ha sido realizado bajo los siguientes supuestos:

- Producción de energía anual igual a 4GWh, es decir, 2.000 horas funcionando a plena carga
- Los elementos estudiados constituyen el 95% de la cimentación, 95% de la torre y 85% de la góndola y el rotor.
- Vida útil de 20 años.
- Un cambio de generador a lo largo de su vida útil.
- Se ha considerado una distancia de 156 km desde la factoría hasta el parque donde se instala el aerogenerador.
- La unidad funcional es el kWh entregado a la red por el aerogenerador.

Las características de la turbina son las siguientes:

- Altura de la torre: 70 metros.
- Rotor: 80 metros de diámetro.
- Peso del rotor: 32,81 toneladas.
- Peso de la cimentación: 740 toneladas.
- Peso de la torre: 143 toneladas.
- Peso de la góndola: 46,1 toneladas.

En el supuesto escenario de desmantelamiento, los porcentajes de reciclaje o deshecho de los materiales son los siguientes:

- Acero y hierro fundido: Reciclaje del 90% con un 10% de pérdida de material.
- Fibra de vidrio: 100% enviada a vertedero.
- Otros polímeros: 100% incinerados.
- Cobre: 95% reciclado con una pérdida de material del 5%.

En la Figura 2.7 se puede observar que los elementos que mayor impacto suponen dentro del LCA son el rotor, la torre y la góndola. No se puede

concretar cual de ellos es el que más impacto produce debido a que depende de la categoría de impacto que se estudie. En el caso del rotor se puede observar que el impacto más importante se debe a las fibras de vidrio utilizadas en la fabricación de las palas y el cono, ya que es el material mayoritario y no se puede reciclar, se envía a vertedero para su incineración. En el caso de la torre el impacto proviene del uso de acero que sin embargo se ve mitigado por el hecho de que se recupera el 90% del material en el proceso de reciclaje al final de la vida útil de la máquina. Finalmente, el cobre utilizado en los elementos que se encuentran dentro de la góndola y la fibra de vidrio de la carcasa son los que mayor impacto producen.

En general, el mayor problema actualmente deriva del uso de fibra de vidrio en la fabricación de las palas. Las palas suponen una cantidad de material muy elevada en el conjunto del aerogenerador y no se pueden reciclar, por lo que el impacto asociado a ellas es muy elevado en comparación con el resto de la máquina. Es de suponer que con la evolución de la tecnología, haya cambios en este sentido y es por lo que más adelante se estudiará un posible escenario en el que al menos un 80% de las palas será reciclable, además de algunas soluciones a este problema. También, como se verá más adelante, la producción de energía eólica tiene un impacto mucho menor que el de otras tecnologías convencionales por lo que es interesante seguir trabajando en aspectos como el reciclaje de las palas pero en ningún caso llega a ser preocupante el impacto generado ya que medioambientalmente hablando y salvando la minihidráulica, no hay otra energía con mayor rendimiento que la eólica.

En la Figura 2.12 se presentan los resultados del LCA de un aerogenerador Vestas V90 de 2 MW para confirmar las conclusiones que se han obtenido en torno al modelo Gamesa GX de la misma potencia. El análisis del ciclo de vida está realizado bajo la metodología CLM [33].

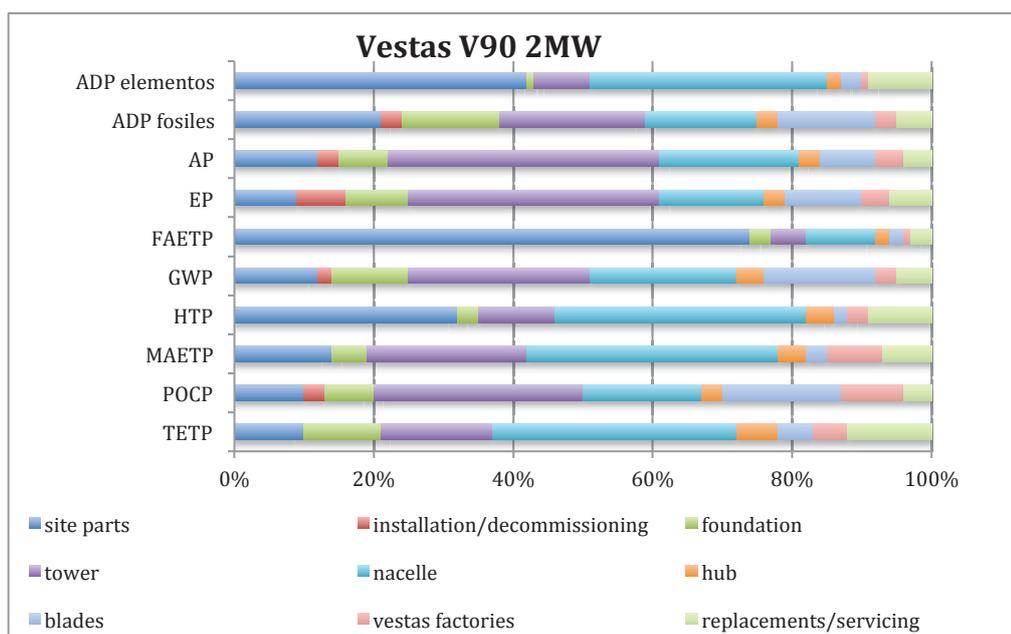


Figura 2.12: Impacto ambiental asociado a un aerogenerador Vestas V90 2 MW

La Figura 2.8 presenta los impactos para diferentes componentes de la turbina así como para las fases de operación y mantenimiento. Centrándose en los componentes se observa que el la góndola y la torre son las partes que más significativamente contribuyen, por delante de la cimentación y las palas. El buje esta separado en este caso de las palas pero el set compuesto por buje y palas no tiene un impacto tan significativo como la góndola o la torre por separado. Antes se ha visto como sucedía lo contrario ya que los elementos del rotor eran los que mayor impacto generaban debido al carácter no reciclable de los mismos, concretamente de su material mayoritario, la fibra de vidrio. Dicho material, la fibra de vidrio, junto a la fibra de carbono siguen siendo los materiales mayoritarios de las palas y el buje del aerogenerador pero se ha considerado un 82% de reciclaje de la turbina, sustancialmente más alto que en el modelo Gamesa. Concretamente se ha realizado el LCA con un porcentaje del 50% de los materiales de las palas y el buje que se incinera y otro 50% que se envía a vertedero cuando en el modelo de Gamesa el 100% de la fibra de vidrio se envía a vertedero.

Los supuestos que se han tenido en cuenta por parte del fabricante para la realización del LCA del modelo Vestas V90 2MW son:

- Vida útil de 20 años.
- Transporte incluido en las fases y en los componentes, no desagregado.
- La masa estudiada representa el 99,5% del peso total del aerogenerador. Considerando la planta de producción completa, el material estudiado representa también el 99,5% del total.
- Todos los aerogeneradores son semejantes y se han fabricado en la misma planta de producción.
- La unidad funcional es el kWh de electricidad entregada a la red por la planta.
- Se ha considerado la producción de energía en un parque eólico onshore de 50 MW compuesto por 10 turbinas.
- La producción considerada es de 6257 MWh por turbina y año. Esta cifra es significativamente superior a la supuesta en el caso del modelo de Gamesa. Es debido a que la localización de las turbinas es Reino Unido, con más de 3.000 horas de viento anuales según los datos de emplazamientos cercanos.
- Si se ha considerado el cableado de conexión a la red así como el cableado de interconexión entre los aerogeneradores, representados ambos en la grafica como "site parts".

Las características principales del aerogenerador utilizadas en el estudio de su ciclo de vida son las siguientes:

- Altura de la torre: 80 metros.
- El peso total de la turbina es de 6.160 toneladas

En el supuesto escenario de desmantelamiento se han considerado los siguientes porcentajes de reciclaje por tipo de material:

- Acero, aluminio, cobre: 90% reciclado y 10% enviado al vertedero.

- Polímeros: 50% incinerado, 50% enviado al vertedero.
- El resto de los materiales son enviados al vertedero.

2.3.1.2 Impacto ambiental asociado a las fases del C.V.

Las principales fases asociadas al ciclo de vida de un aerogenerador son las siguientes:

1. Fabricación del aerogenerador.
2. Transporte hasta el parque.
3. Operación y mantenimiento.
4. Desmantelamiento y reciclaje.

Los impactos asociados a cada fase del ciclo de vida del modelo de 3 MW se muestran en la Figura 2.13 [34]. Dicho análisis del ciclo de vida del aerogenerador está realizado bajo la metodología EDIP 96 como se puede observar en las categorías de impacto representadas.

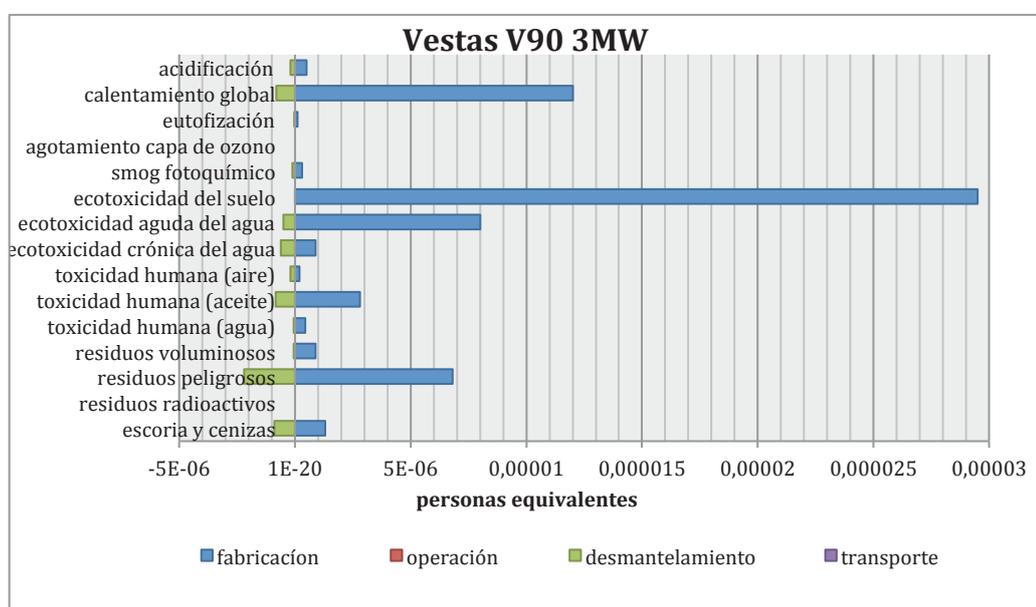


Figura 2.13: Impactos ambientales por categoría y fase del ciclo de vida, Vestas V90 3MW

Los supuestos realizados para el estudio del análisis del ciclo de vida de la turbina Vestas V90 3MW son los siguientes:

- Vida útil de 20 años.
- Unidad funcional kWh de energía eléctrica generada.
- El parque eólico estudiado consta de 100 turbinas y esta localizado en Dinamarca.
- Se estima una producción de 7.890 MWh por año y turbina, es decir, más de 2.600 horas de viento trabajando a plena carga.
- Se ha considerado un cambio de la mitad de las cajas de transmisión y de los generadores, hablando en términos de kg de material. Para los rodamientos se ha considerado un cambio completo en el plazo de 20 años de vida útil.
- No hay criterio de corte en relación a la cantidad de material. Se ha considerado el 100% del peso del aerogenerador.

Para la turbina Vestas V90 de 3 MW se ha considerado el siguiente escenario de desmantelamiento:

- Acero, hierro fundido, acero inoxidable, acero, aluminio, cobre y plomo: 90% reciclado, 10% pérdida de material enviado a vertedero.
- Fibra de vidrio: 100% incinerada con recuperación del calor procedente de la combustión de las mismas.
- Otros plásticos, gomas y polímeros en general: 100% incinerados.

Las principales características de la turbina estudiada son:

- Altura del buje: 105 metros.
- Peso de la torre: 235 toneladas.
- Peso de la góndola: 68 toneladas.
- Peso del rotor: 40 toneladas.
- Peso de la cimentación: 1.200 toneladas.

Es importante conocer la masa considerada de los componentes pues su cantidad es proporcional al impacto generado.

Los impactos asociados a cada fase del ciclo de vida del modelo de 2 MW ya descrito con anterioridad se muestran en la Figura 2.14 [33].

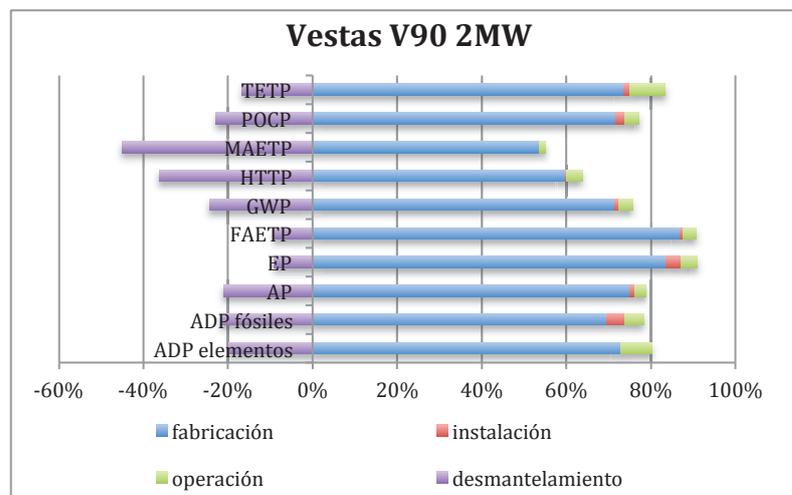


Figura 2.14: Impactos por categoría y fase del ciclo de vida, Vestas V90 2MW

La escala utilizada para el desmantelamiento muestra un resultado negativo que ha de deducirse de la fila positiva. Por tanto, el impacto global asociado a las fases del ciclo de vida es menor que la representada en la fila positiva. La razón es que en el desmantelamiento se reduce el impacto debido al reciclaje que en el caso de los aerogeneradores y como ya se ha comentado, tiene un porcentaje muy alto, mitigado por la fibra de vidrio y de carbono utilizado en las aspas y que no admite reciclaje.

Es fácilmente identificable que en ambos casos la fase de fabricación es la que tiene un impacto más significativo. En la fase de operación los impactos producidos son mínimos en el caso de turbinas onshore como las estudiadas, siendo algo más importante en instalaciones offshore.

2.4.1.3 Tiempo de amortización energética

El Tiempo de Amortización Energética y la Tasa de Retorno Energético son dos aspectos que es importante evaluar.

- Tiempo de Amortización Energética: este termino indica los años que, el sistema objeto de estudio, debe estar en funcionamiento para recuperar

la cantidad de energía empleada en su fabricación, puesta en marcha y operación a lo largo de su vida útil.

- Tasa de Retorno Energético: Este termino representa la relación entre la energía generada por el sistema a lo largo de su vida, y la demanda energética acumulada del sistema (CED).

La demanda de energía acumulativa (CED) se calcula para cinco clases de portadores de energía primaria:

- fósiles.
- nuclear.
- hidroeléctrica.
- biomasa.
- otros (eólica, solar, geotérmica)

Las diferencias que se pueden obtener en estudios de la demanda de energía acumulada, se deben fundamentalmente a las consideraciones específicas de las combinaciones de fuentes de energía de cada país. Los resultados obtenidos son el reflejo del mix energético y de las energías predominantes. Recordar que la turbina Gamesa GX se encuentra instalada en España, la turbina Vestas V90 de 2MW en Reino Unido y la de 3 MW en Dinamarca.

Para el modelo Gamesa GX de 2 MW, la demanda de energía acumulativa en base a las cinco clases de portadores anteriormente indicadas es la mostrada en la Figura 2.15 en MJ-equivalentes [32]. Se puede que en España predomina el uso de energías no renovables, especialmente de combustibles fósiles en la industria. Dentro de los principales elementos del aerogenerador, es evidente que el rotor es el que genera un mayor impacto, principalmente debido a la fabricación de las palas.

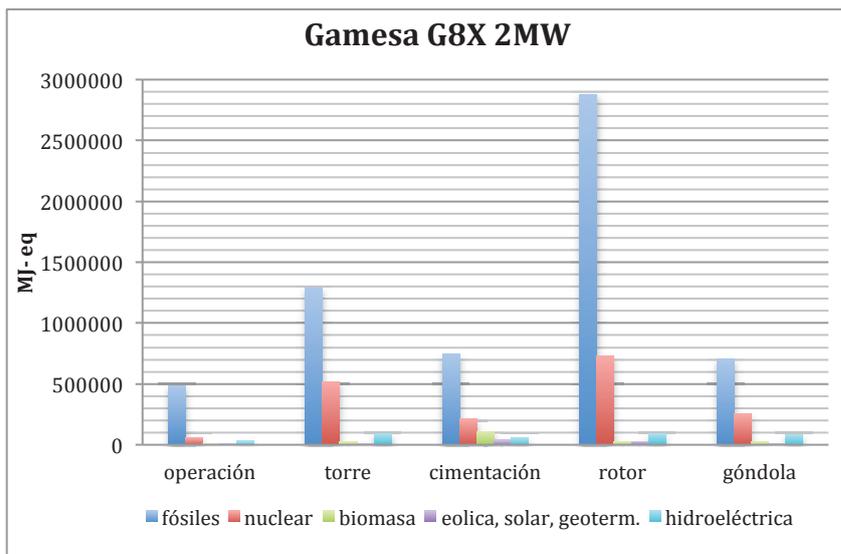


Figura 2.15: Demanda energética acumulada, Gamesa G8X 2MW

En el caso de la turbina Vestas V90 de 3 MW, el fabricante no indica el CED pero si nos ofrece algunos resultados sobre el consumo de energía por parte de la compañía en la fabricación de aerogeneradores. El calculo esta cubre la totalidad de los edificios y procesos que intervienen en la producción. Los resultados son los mostrados en la Figura 2.16 [34].

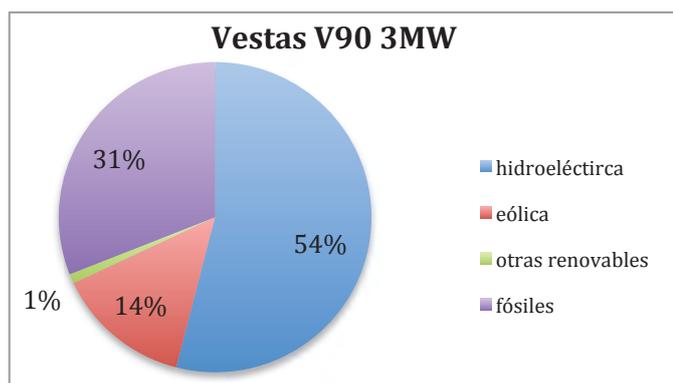


Figura 2.16: Clases de energía consumida en el proceso de producción, Vestas V90 3MW

Llama la atención la elevada aportación de energías libres de emisiones de CO2 en el proceso de producción. Esto es debido a un compromiso de la propia compañía para producir aerogeneradores de una manera limpia y exenta de emisiones de gases de efecto invernadero.

El tiempo de amortización energética para cada una de las turbinas estudiadas es el siguiente:

- Gamesa GX 2 MW: 0,42 años [32]
- Vestas V90 2 MW: 0,75 años [33]
- Vestas V90 3 MW: 0,55 años [34]

Se observa que el balance entre la energía consumida por el aerogenerador y la energía producida a lo largo de su vida útil es menor en el caso de la máquina de Gamesa pero en cualquiera de los casos es un tiempo considerablemente reducido que sitúa a la eólica como una de las más rentables en este sentido ya que multiplica de forma espectacular la energía producida respecto a la energía consumida para su instalación.

2.3.2 Sensibilidad del análisis del ciclo de vida

Los resultados que nos ofrece el LCA muestran una inevitable incertidumbre. Dicha incertidumbre se puede dividir en tres categorías:

1. Relativa a los parámetros utilizados.
2. Relativa al tiempo considerado.
3. Relativa a las hipótesis estudiadas.

Por este motivo, todo LCA incluye un apartado de sensibilidad del mismo en el que se estudian diferentes escenarios alternativos. A la hora de elegir los escenarios alternativos se debe pensar en si algunos de ellos genera una solución apropiada a uno o varios de los impactos concluidos durante el LCA previo.

Se analizará un posible escenario en el que aumenta el porcentaje de reciclado de las palas, cuyo material principal es la fibra de vidrio y que genera un gran impacto debido a su carácter no reciclable. Por otro lado, la

nueva reforma energética en España que suprime las primas a los parques eólicos anteriores a 2005, es decir, que en el peor de los casos han recibido una retribución durante 10 años de los 20 años prometidos en su origen, nos obliga a estudiar un posible escenario en el que la vida útil del aerogenerador es ampliada hasta los 30 años con el fin de estudiar cual sería el impacto correspondiente, y ver si medioambientalmente hablando, este aumento de la vida útil en 10 años es positivo o negativo.

En el escenario base del LCA del aerogenerador Gamesa G8X de 2 MW se había considerado que el 100% del material de las palas es enviado a vertedero, sin ningún tipo de reciclaje. Como escenario alternativo se considera que el 80% de las palas se recicla. Estudios de este tipo ayudan a valorar el desarrollo de nuevos materiales o procesos que colaboren con el medioambiente en este sentido, siempre y cuando un estudio previo del escenario alternativo sea viable y se reduzca el impacto ambiental de manera significativa.

En la Figura 2.17 [32] podemos observar el la contribución del rotor al impacto total por categoría en el caso de no reciclar su material o en el caso de reciclar el 80% del mismo.

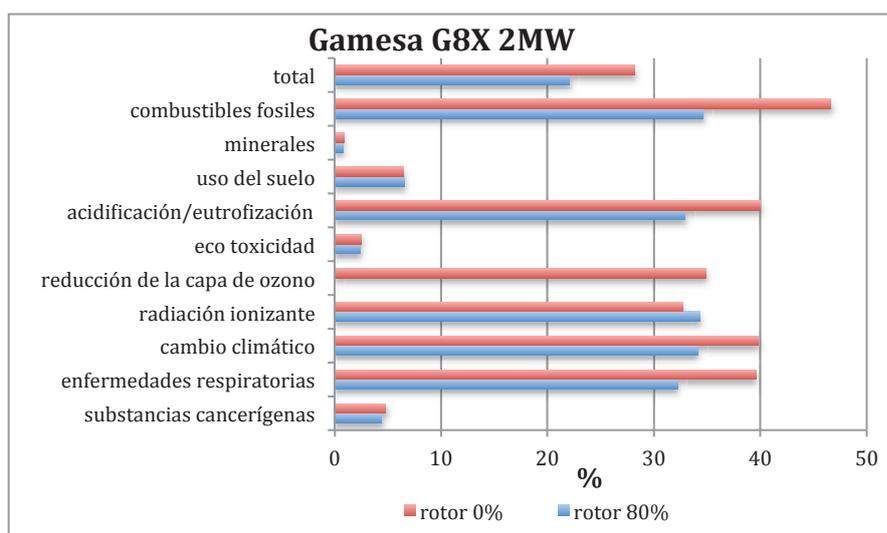


Figura 2.17: Comparación del escenario base y el escenario alternativo, Gamesa G8X 2MW. Como era de esperar, se observa que hay un mejora en el impacto ambiental debido al ciclo de vida del aerogenerador. No se incluyen el resto de componentes del aerogenerador debido a que su impacto se mantiene

inalterado. Destacar que en el escenario base, el impacto total del rotor era de 13.300 ecopuntos y en el escenario alternativo es de 10.429 ecopuntos lo que supone una reducción de 2.871 ecopuntos, es decir, del 21,58% en el rotor y del 6% del total del aerogenerador [32].

En el LCA del modelo Vestas V90 de 3 MW se había visto que también se reflejaba un impacto significativo debido a las palas y representado mediante la categoría de "residuos voluminosos", exactamente un 26,1% de dicha categoría se debía a las palas [34].

Otros escenarios alternativos a analizar para este modelo son los siguientes:

- 100% del material a vertedero. Este escenario ya se recoge en el modelo de Gamesa pero se ha incluido para poder comparar con los siguientes escenarios.
- Incineración del 100% del material sin posibilidad de reciclar la fibra de vidrio.
- Incineración de las palas con la posibilidad de reciclar el 90% de la fibra de vidrio.

Los resultados son los mostrados en la Figura 2.18 [34] donde se puede observar que las diferencias son mínimas entre los distintos escenarios indicados con anterioridad. Únicamente en el apartado de residuos voluminosos hay una reducción considerable respecto al escenario en el que se manda a vertedero todo el material. Sin embargo, el escenario en el que se incineran las palas produce un gran impacto en la categoría de escorias y cenizas como es evidente.

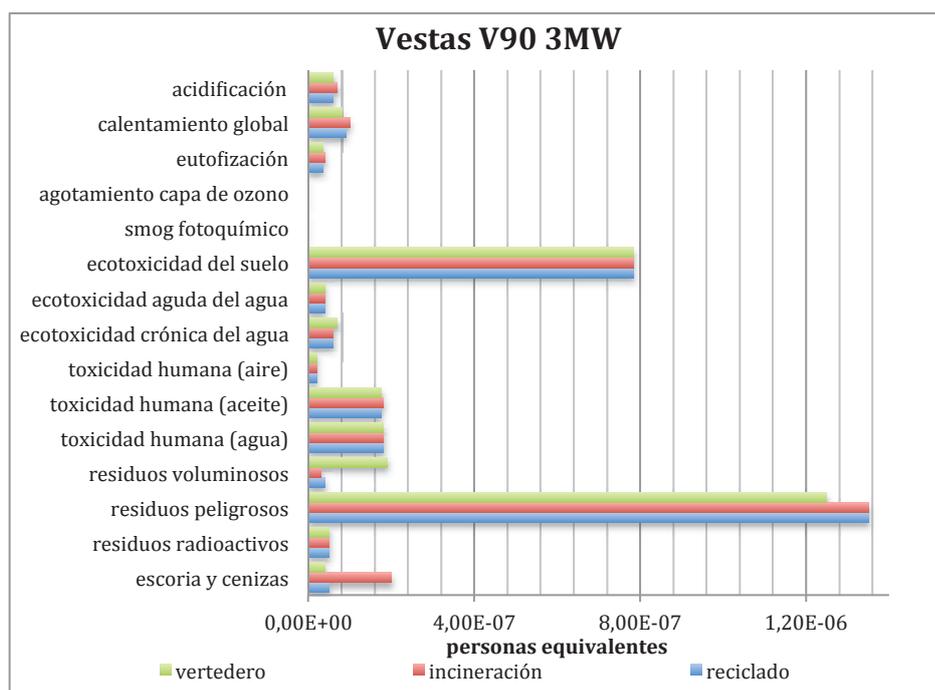


Figura 2.18: Impacto escenarios alternativos de reciclaje de las palas, Vestas V90 3MW

Como se ha indicado el mayor impacto, hablando de los componentes del aerogenerador, está asociado al material de las palas. Este impacto no es debido a la cantidad de material empleado si no al carácter no reciclable del mismo. De hecho, en el segundo LCA estudiado correspondiente al modelo Vestas V90 la misma potencia nominal que el modelo Gamesa GX de 2MW, se observa como el mayor impacto no se encontraba en las palas si no en la torre o la góndola. Estos resultados se obtenían considerando la reducción del porcentaje de material enviado a vertedero se reducía al 50% y el otro 50% restante era incinerado, reduciendo de esta manera el impacto asociado a las palas ya que el calor obtenido en la incineración era aprovechado. Esta solución mejora el impacto pero continua sin ser la más adecuada. A continuación se analizará que sucede en el supuesto de que sus materiales, que recordando, se reciclaban en un 90%, fuesen reciclados en un 100%, es decir, sin pérdida de material. Estos resultados son los observados en la Figura 2.19 [34] para el modelo Vestas V90 de 3 MW.

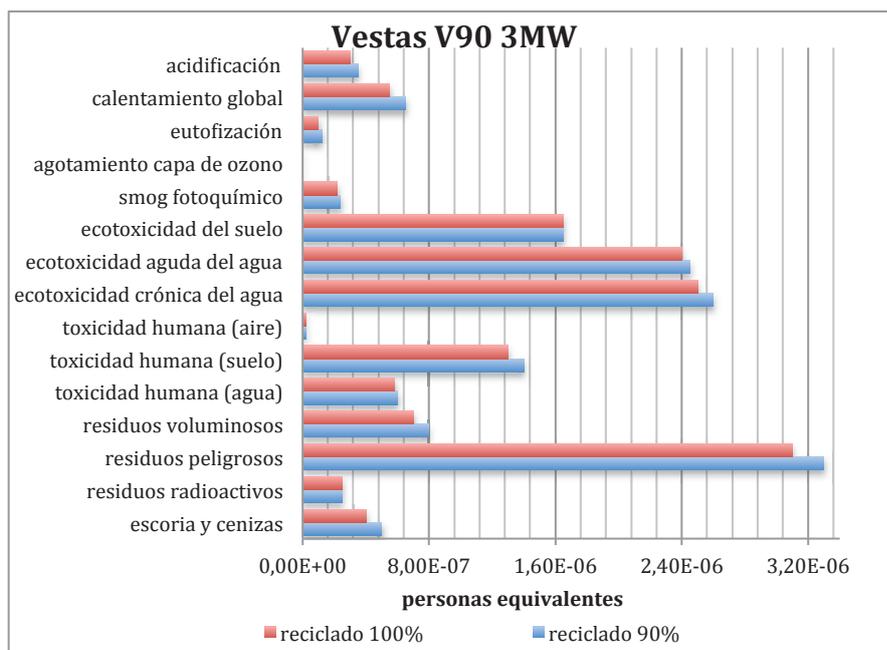


Figura 2.19: Comparación del impacto en relación al porcentaje de reciclaje

Un aerogenerador está diseñado para una vida útil de 20 años. Además, los parques eólicos conllevan un cálculo de rentabilidad cuyo horizonte temporal suele ser el mismo, es decir, 20 años. Sin embargo, estas cifras pueden variar en función de las condiciones de operación y se puede llegar a cifras de 30 años o más como se ha comprobado con algunos parques eólicos y aerogeneradores instalados durante la década de los 80 y que siguen en funcionamiento. La vida útil del aerogenerador es un aspecto muy importante en el LCA y como se ha visto, es de 20 años para las tres máquinas que se están estudiando. Los impactos ambientales se amortizan a lo largo de la vida del aerogenerador por kWh producido y por tanto resulta interesante estudiar si la diferencia resulta significativa cuando aumentamos este input, la vida útil.

En un primer estudio se observa en la Tabla 2.1 [33] correspondiente al aerogenerador V90 de 2MW la comparación de los impactos para una vida reducida de 16 años y para una vida aumentada de 24 años, es decir, 4 años por exceso y por defecto del análisis principal.

La repotenciación de parques eólicos en España

	16 años	20 años	24 años
ADP elementos	0,72	0,58	0,48
ADP fósiles	0,17	0,13	0,11
AP	56	45	38
EP	5,6	4,5	3,7
FAETP	160	130	110
GWP	12,2	9,7	8,1
HTP	1800	1400	1200
MAETP	1700	1300	1100
POCP	6,2	5	4,1
TETP	30	24	20

Tabla 2.1: Impactos ambientales variando la vida útil de los aerogeneradores

Se puede observar como los impactos ambientales se incrementan considerablemente cuando se reduce la vida útil a 16 años y se reducen también de manera significativa cuando se aumenta la vida a 24 años.

Se estudiará ahora como sería el LCA con un aumento de la vida de 10 años para el modelo de V90 de 3 MW de Vestas. Los resultados se muestran en la Figura 2.20 [34].

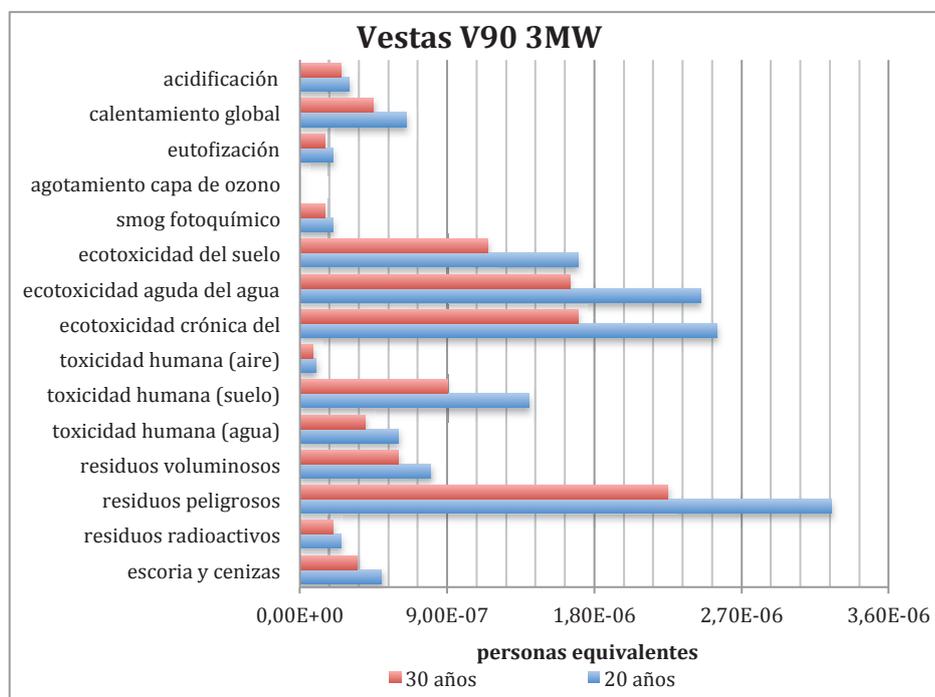


Figura 2.20: Comparación de los impactos ambientales según la vida útil

En la Figura 2.20 es aún más evidente como los impactos ambientales decrecen notablemente al aumentar la vida útil a 30 años.

2.3.3 Alternativas a los problemas planteados

A lo largo de los capítulos anteriores se han estudiado los análisis del ciclo de vida de tres aerogeneradores diferentes, comparándolos y obteniendo algunas conclusiones comunes a los tres. El Gamesa GX 2MW y los Vestas V90 de 2 MW y 3 MW forman parte de los modelos más comerciales que estos fabricantes, líderes de ventas en España, tienen en su catálogo. No son los aerogeneradores más modernos de Gamesa y Vestas pero como se ha visto con anterioridad, estas potencias nominales dominan las nuevas instalaciones en España. Después de estudiar sus análisis de ciclo de vida, parece necesario proponer algunas soluciones a los mayores problemas encontrados. El hecho de que la producción de energía eólica sea muy provechosa medioambientalmente hablando, no significa que no deba mejorarse y para ello en este apartado se han elegido dos de los aspectos más significativos, es decir, el problema del reciclaje de las palas y la mitigación de los impactos observada al aumentar la vida útil del aerogenerador hasta los 30 años.

2.3.1.1 Vías de recuperación del composite de las palas

En el tratamiento de los residuos después de la etapa de desmantelamiento, es decir, al final de la vida útil, destaca el potencial existente en la mejora del tratamiento de los composites y fundamentalmente de la fibra de vidrio. Actualmente en España este material se envía a vertedero pero existen otras alternativas que resulta interesante valorar.

El reciclado mecánico de materiales es la categoría más alta en la recuperación de los materiales, para su uso o para reciclado primario, es decir, para la misma aplicación original. Consiste fundamentalmente en reacondicionar el residuo para emplearlo como materia prima en la misma u

otras aplicaciones. Las etapas que se distinguen son diversas, desde la limpieza del material, su homogeneización, separación o eliminación de impurezas entre otras.

Los composites de las palas de un aerogenerador están formados por:

- Parte orgánica: matriz polimérica.
- Parte inorgánica: fibras y otros aditivos.

El objetivo al reciclar es concederles un alto valor para su posterior aplicación y en el caso de composites, este trabajo se centra en la recuperación de las fibras que los componen. Para ello, las palas se calientan a 600 °C para eliminar la parte orgánica del composite, es decir, la matriz polimérica, y así recuperar la fibra de vidrio. Aproximadamente el contenido en fibra de vidrio del composite es del 20-30% en peso y por lo tanto, la cantidad de material desperdiciado es muy alta cuando es enviado a vertedero. La fibra de vidrio es de gran aplicación en otros procesos industriales en los que se fabrican productos que la necesitan como refuerzo. Dos ejemplos de estos procesos son el BMC (Bulk Moulding Compound) y el SMC (Sheet Moulding Compound). Los composites obtenidos de estos dos procesos tienen excelentes propiedades térmicas y mecánicas.

Otras posibles aplicaciones para la fibra recuperadas son las siguientes:

- Utilización de la fibra recuperada de las palas para la fabricación de termoplásticos reforzados. Fabricación de granza reforzada para obtener piezas con muy buenas propiedades mecánicas.
- Utilización de la fibra de vidrio como materia prima para la fabricación de paneles de aislamiento.

- Utilizar la fibra como material de refuerzo en tableros aglomerados de madera.
- Realizar un tejido de fibra reciclada y virgen con el objetivo de utilizarlo en la fabricación de otros procesos de obtención de productos termoestables, con el consiguiente ahorro en materia prima que supone.

El proceso de reciclado de las fibras que forman las palas de un aerogenerador se puede plantear mediante las siguientes etapas:

1. Triturado y molido de los materiales de la concha.
2. Sistema de separación por aire para eliminar materiales ligeros e impurezas.
3. Calcinación de las partículas que componen el material termoestable.
4. Recuperación de las fibras de vidrio del composite.
5. Fabricación de un producto prototipo y medida de propiedades.
6. Estudio de viabilidad técnico-económica del proceso.

La forma más sencilla de manipular los residuos es mediante el triturado previo de la concha a un tamaño homogéneo que permite, después de eliminar las espumas por aire, purificarlo. Una vez purificado se incinera para recuperar la mayor cantidad de fibra posible. Según la cantidad obtenida y el aspecto de la fibra resultante, es decir, su calidad, se fabricara un producto u otro. También es importante señalar que si las fibras recicladas son de un tamaño homogéneo, su valor añadido será mayor.

Como ya se ha comentado antes en el estudio de los análisis del ciclo de vida de los aerogeneradores del fabricante Vestas, el modelo V90 de 3 MW considera la incineración del 100% del composite de las palas con la

reutilización del calor procedente de la combustión en otros procesos industriales. En el modelo V90 de 2 MW se ha considerado el 50% del composite incinerado con recuperación del calor para otros procesos y el 50% restante a vertedero. Por lo tanto, dichos análisis del ciclo de vida suponen un paso adelante en el tratamiento del composite después del desmantelamiento del parque y como se ha visto, se mitiga considerablemente el impacto asociado a varias categorías. Sin embargo, no se indica ninguna de las alternativas elegidas para reutilizar el calor obtenido de la calcinación del composite de las palas.

Uno de los elementos estudiados del aerogenerador en el análisis del ciclo de vida de cualquiera de los modelos de aerogenerador es la cimentación. Los impactos ambientales asociados a la fabricación de la cimentación se pueden reducir si se emplean las palas del aerogenerador como combustible alternativo o simplemente se pueden reducir aumentando el porcentaje de combustibles alternativos que se emplean en la actualidad en España. La producción de cemento es una actividad en la que aproximadamente un 35% de los costes de producción van asociados al consumo de energía ya que los hornos de clínker, es decir, el componente principal del cemento común, emplean carbón, coque, fuelóleo o gas natural como combustible. Es cierto que en los últimos años los combustibles alternativos derivados de residuos han cobrado importancia en el sector cementero y ya se emplean neumáticos o aceites usados por ejemplo.

Las principales ventajas del uso de combustibles alternativos son las siguientes:

- Las inversiones necesarias para adaptar una planta cementera para utilizar residuos como combustibles secundarios son relativamente bajas, siendo un factor importante a la hora de calcular la rentabilidad.

- Los residuos clorados con bajo contenido en cloro se pueden tratar tal que las sustancias alcalinas que hay en el horno sean capaces de neutralizarlo
- Las cenizas generadas a lo largo del proceso de incineración de los residuos se absorben en el clínker. Los metales pesados son atrapados y así, su concentración es lo suficientemente baja y no influye en la calidad del cemento producido.
- Las elevadas temperaturas que se alcanzan durante los procesos y los tiempos prolongados de exposición a dichas altas temperaturas, aseguran la destrucción de la materia orgánica.
- Las emisiones generadas durante el proceso están por debajo de las autorizadas por las legislaciones más recientes en materia medioambiental.

Otra de las soluciones al problema del reciclaje de las palas en España es su incineración con recuperación del calor procedente de la combustión. Como ya se ha visto esto es una practica común en algunos países europeos pero en España el 100% del composite se envía a vertedero generando un gran problema de residuos voluminosos y su consecuente impacto ambiental. Sin embargo, no es un problema actual ya que no se ha iniciado en España una verdadera fase de repotenciación de los parques eólicos, actividad que por lo general conlleva el reciclaje de muchos aerogeneradores. Por lo tanto, parece adecuado estudiar la valorización energética en incineradoras ya que es una opción viable para muchos residuos cuyo reciclado es inviable o no es considerado rentable.

Actualmente en España, los requisitos generales que ha de cumplir un residuo para poder ser incinerado en una planta son los siguientes:

- El más importante es que sea "no peligroso" y que su reciclado no sea medioambientalmente o económicamente viable. Se ha de demostrar que la incineración es la mejor opción.
- El residuo debe presentar un rango adecuado de Poder Calorífico y de humedad.
- La limitación del tamaño del residuo aceptable es la dimensión de la tolva de carga del horno, por lo que si no cumple con dicho requisito, el dueño del mismo debe hacerse cargo de su destrucción parcial antes de ser incinerado.
- La tasa de tratamiento puede fluctuar dependiendo de la cantidad a valorizar, si son envíos puntuales, si hay un compromiso a largo plazo, etc. En cualquier caso, la tasa de valorización establecida por la empresa no sería inferior a 60 Eur/ton. El transporte del residuo a la planta es a cargo del productor.

En la Figura 2.21 [35] se muestra el "r" la relación entre las toneladas de residuos incinerados y las toneladas de residuos incinerados con valorización energética en España.

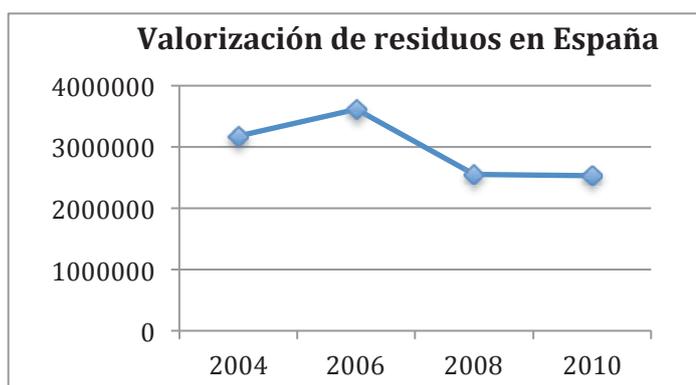


Figura 2.21: Ratio residuos incinerados(ton)/residuos valorizados(ton)

Se puede observar como la cantidad de residuos valorizados energéticamente creció significativamente durante los últimos años de la

década anterior pero actualmente ha descendido hasta situarse en los niveles estables observados en la Figura 2.21.

En la Figura 2.22 [35] se muestra la relación entre las toneladas de residuos incinerados y las toneladas de residuos enviados a vertedero en España.

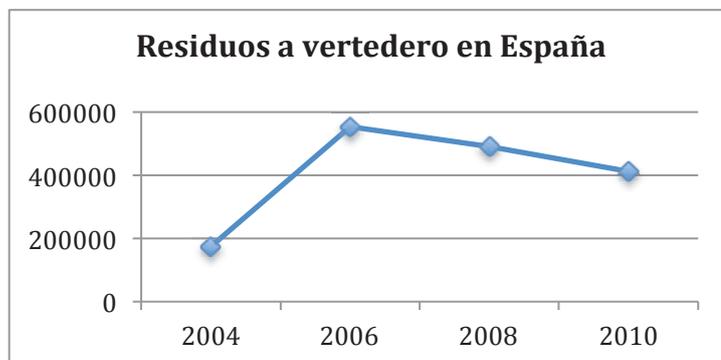


Figura 2.22: Relación residuos incinerados(ton)/residuos a vertedero(ton)

La tendencia en España es la de aumentar los residuos enviados a vertedero en proporción a los que se incineran.

Finalmente, comentar la posibilidad del reciclado químico. Esta técnica está menos extendida y desarrollada que otros procesos de tratamiento de residuos y no tiene por objetivo recuperar el propio material. Su cometido es el de recuperar las materias primas que originaron el material, de ahí viene su nombre habitual en inglés, feedstock recycling. Consiste en la descomposición de los polímeros por medio de calor, agentes químicos y catalizadores para producir una variedad de productos que va desde los monómeros iniciales a mezclas de compuestos, fundamentalmente hidrocarburos, con posibles aplicaciones como fuentes de productos químicos o combustibles. Es una tecnología que se encuentra en fase de investigación pero se presupone como el futuro del reciclado y por supuesto es de gran interés para el tratamiento del composite de las palas del aerogenerador.

Algunos de los métodos de descomposición química son los siguientes:

- **Pirolisis:** proceso fisicoquímico que transforma la materia orgánica en productos de alto contenido energético. Consiste en el calentamiento del material en ausencia de oxígeno, descomponiéndose la parte orgánica del material y generando líquidos y gases que se pueden usar como combustible o fuentes de materias primas, quedando como residuo sólido los componentes no volátiles con posibilidad de reciclaje. Los productos primarios formados en la pirolisis son gases, líquidos y sólidos.
- **Craqueo térmico:** el craqueo térmico o pirolisis a bajas temperaturas es un proceso que tiene como principal objetivo convertir las largas cadenas de los polímeros en moléculas hidrocarbonadas las cuales pueden ser fácilmente procesadas en procesos industriales como el reformado con vapor o el craqueo catalítico en el lecho fluidificado.

Como se ha indicado es una tecnología muy novedosa, es una vía de tratamiento con un gran potencial y que puede sustituir a los tradicionales procesos de reciclado que se aplican en la actualidad.

2.3.1.2 Extensión de la vida útil del aerogenerador

La segunda gran conclusión del estudio de los análisis del ciclo de vida de los aerogeneradores Gamesa G8X de 2 MW y los Vestas V90 de 2 y 3 MW es la significativa reducción del impacto ambiental cuando se aumentaba la vida útil de los aerogeneradores. En este sentido se ha visto como se apreciaba una reducción al aumentar dicha vida útil hasta los 24 años y en mayor medida cuando se aumentaba hasta los 30 años. De igual manera, se ha mostrado como el impacto ambiental estudiado para una vida útil de 16 años era considerablemente mayor que para el estándar de 20 años.

El aumento de la vida útil del aerogenerador conduce a dos vías de estudio diferentes:

1. Aumento de la vida útil del aerogenerador para continuar rentabilizando el parque eólico original pasados los 20 años de vida útil que garantiza el fabricante.
2. Aumento de la vida útil del aerogenerador para su reutilización y venta en el mercado de segunda mano.

La segunda vía de estudio tiene aplicación práctica en la repotenciación de parques eólicos, ya que en el supuesto de que un productor decida acometer la repotenciación de su parque eólico, se podría estudiar la venta de las máquinas sustituidas en el mercado de segunda mano. Esta medida puede reducir los costes derivados de la repotenciación de modo que se financie la compra de los nuevos y más potentes aerogeneradores mediante la venta de los antiguos.

El aumento de la vida útil de los aerogeneradores tiene ventajas principales:

1. 10 años adicionales que se reflejan en ingresos, bien por continuar con la explotación de los aerogeneradores o bien por la posibilidad de venderlo en el mercado de segunda mano garantizando, al menos, una década de vida útil. Para ello se deben dar algunas condiciones siendo la fundamental que el fabricante garantice soporte y disponibilidad durante ese periodo.
2. Turbinas más fiables, es decir, que requieren un mantenimiento más simple y por lo tanto se reducen los costes de operación y mantenimiento.

Generalmente, cuando los parques eólicos alcanzan los 20 años de vida, se prevé un aumento de los costes de operación y mantenimiento. En España, durante la década de los 90, el diseño de los aerogeneradores y el lugar sobre el que se instalaron se eligieron según las directrices y el estado de la tecnología. Los aerogeneradores antiguos se certificaron según los estándares del momento pero la experiencia y la investigación han llevado a

unos modelos más precisos y a unos estándares más novedosos. Por lo tanto, si se aplicasen los criterios actuales, los aerogeneradores antiguos estarían clasificados en un tipo diferente y probablemente sometidos a cargas superiores de las asignadas originalmente.

La vida útil de algunos de los componentes principales de los aerogeneradores, como las multiplicadoras, las estructuras y las palas, serían los primeros en resultar afectados. Los fallos por fatiga pueden dañar algunas partes de la estructura produciendo, en ciertos casos, un colapso repentino del aerogenerador. Si los fallos se van incrementando, se pone en peligro la rentabilidad del parque eólico ya que las soluciones tienden a ser costosas y no están cubiertas por las garantías del fabricante.

En función del caso de turbina, los propietarios de los parques eólicos pueden optar por las siguientes decisiones:

- Poner fuera de servicio los aerogeneradores.
- Reemplazar los aerogeneradores.
- Vender los aerogeneradores antiguos.
- Vender el parque eólico.

Hasta la fecha, más de 70.000 MW del fabricante Gamesa han estado en marcha en el mundo durante más de 25 años [36].

Las razones por las que es necesario estudiar la ampliación de la vida útil de los aerogeneradores es que debido a la reforma energética de 2013 que supone el fin de las primas para el sector eólico, hay una necesidad real de mejorar técnicamente los aerogeneradores para hacer más rentables los parques eólicos, más allá de su vida útil original, sin necesidad de ninguna prima estatal. Además, durante todos estos años de experiencia del sector, la eólica se ha posicionado como una tecnología madura y los fabricantes han incrementado su conocimiento y experiencia tecnológica, haciendo que sea posible plantear por su parte un aumento de la vida útil.

En la situación actual del sector eólico en España, parece que el aumento de la vida útil de las máquinas es compatible con la repotenciación. Durante los años anteriores, la potencia nominal de las máquinas ha crecido a buen ritmo y además la financiación no era un problema debido a las primas estatales. Esta situación ha cambiado y el aumento de la vida útil se hace necesario, bien para recolocar las máquinas antiguas en el mercado de segunda mano y así repotenciar los parques eólicos, o bien simplemente para seguir rentabilizando la instalación durante 10 años más. Además, no se puede obviar que este aumento de la vida útil también sería de aplicación a las nuevas máquinas, por lo que los productores que opten por la repotenciación tendrán máquinas certificadas y aseguradas para trabajar durante 30 años, con una potencia nominal muy superior a la de sus antiguas máquinas.

Medioambientalmente hablando, se ha comprobado que una vida útil de 30 años es significativamente ventajosa respecto al estándar de 20 años. Además, si este aumento de vida se produce minimizando las actividades de mantenimiento, el impacto será aún menor. Por lo tanto, parece apropiado asumir que el mantenimiento es un factor muy importante a considerar ya que influye en el impacto ambiental y esta íntimamente ligado al aumento de la vida útil del aerogenerador.

Para mejorar la fiabilidad y facilitar el mantenimiento de las máquinas, reduciendo por lo tanto el impacto asociado, se propone el método Reliability Centered Maintenance (RCM). El RCM es un proceso que se ha utilizado en otros sectores energéticos, como el nuclear e industriales, como el aeronáutico, ambos muy ligados al sector eólico. Consiste en estudiar los modos de fallo de cada componente y las posibles consecuencias de dicho fallo en un sistema mucho más complejo. El RCM optimiza las tareas de mantenimiento, definiendo acciones predictivas, preventivas y correctivas para acabar determinando cuando un componente debe ser mejorado con un diseño más novedoso. Así, en lugar de solo sustituir un componente roto de una turbina por el mismo componente, el cual podría volver a fallar, el RCM es un proceso dinámico que configura cada uno de los programas de

mantenimiento, tomando como base la evolución de la turbina eólica y el punto del ciclo de vida en el que se encuentra. Esto garantiza un mantenimiento optimizado y permite una ampliación de la vida útil original, identificando donde es posible realizar una mejora para aumentar la fiabilidad de la turbina y facilitar su mantenimiento.

Cuando se habla de los grandes componentes de un aerogenerador que, según la experiencia, suelen fallar más a menudo, hablamos del generador, la multiplicadora y las palas. En algunas de estas piezas, especialmente las palas, se suele reacondicionar la pieza dañada dado el elevado coste de las mismas. Sin embargo, otras como la multiplicadora se pueden sustituir completamente por una nueva que garantice otros 10 años de vida útil sin fallos y que incorpore los últimos avances tecnológicos. Si no se cambiase la multiplicadora y solo se reacondicionase, no se podría garantizar una vida ampliada de 10 años sin una operación de mantenimiento.

La extensión de la vida útil de un aerogenerador no puede entenderse como una certificación de 30 años, al menos a día de hoy. Debe entenderse como un plus añadido trascurridos los 20 años que efectivamente genera una nueva inversión pero que puede servir como financiación para los productores que piensen en repotenciar sus parques y vender los aerogeneradores antiguos y reacondicionados en el mercado de segunda mano o que simplemente quieran seguir rentabilizando el parque durante diez años más.

2.3.4 Análisis del ciclo de vida de un parque repotenciado

Un aerogenerador tiene una vida útil de 20 años y eso hace que un parque eólico operativo acabe siendo viejo pasado menos de un cuarto de vida de su vida útil que se estima en más de 60 años. En este escenario tiene sentido estudiar el análisis del ciclo de vida de una repotenciación para así ver como varían los impactos ambientales.

En el estudio [32] se aplica el LCA a la repotenciación el parque eólico de Yerga I en La Rioja. El parque fue diseñado en 1998 y puesto en funcionamiento en el año 2000. Este parque eólico incorpora 37 aerogeneradores Gamesa G47 con una potencia unitaria de 660 kW. El supuesto escenario de repotenciación sustituye estos aerogeneradores antiguos de 660 kW por el modelo Gamesa G8X de 2 MW cuyo análisis del ciclo de vida ha sido estudiado en el principio del capítulo.

El análisis del ciclo de vida de la repotenciación permite cuantificar el impacto medioambiental causado por la sustitución de los aerogeneradores antiguos por los modelos de 2 MW. Además, sería necesario un Estudio de Impacto Ambiental exigido por las instituciones encargadas de autorizar la repotenciación y que nos ayuda a estudiar los impactos más subjetivos o menos cuantificables.

El modelo de sustitución es el ya estudiado Gamesa G8X de 2 MW que ya tiene algunos años pero que como hemos se ha visto tiene una potencia nominal adecuada a las instalaciones más recientes en España y sigue siendo el modelo más comercial de Gamesa en la actualidad. La turbina G8X tiene dimensiones y peso mayores que la G47 y por lo tanto ha de rediseñarse la configuración del parque eólico. Las modificaciones principales son:

- Cambio de la ubicación de los aerogeneradores, ya que las distancias que tiene que haber entre los mismos aumentan debido al aumento del rotor.
- Las cimentaciones han de ser mayores ya que los esfuerzos a los que van a estar sometidas van a incrementarse debido al aumento de las dimensiones y el peso de la máquina.

En la Figura 2.23 [32] puede observarse la disposición actual con los aerogeneradores G47 de 660 kW.

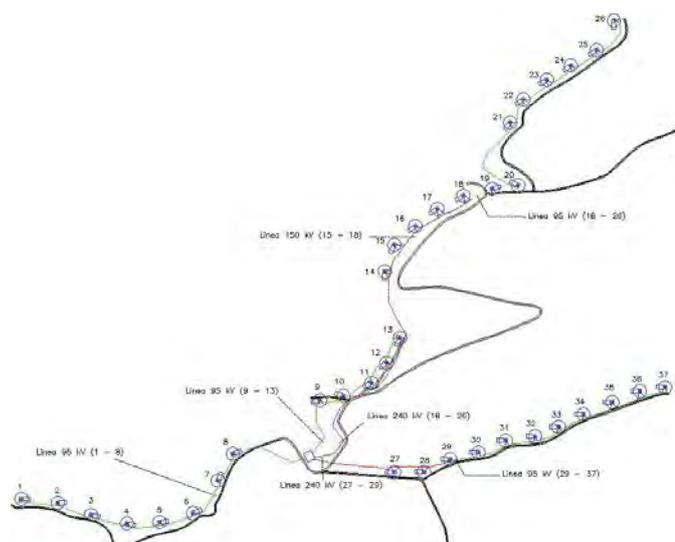


Figura 2.23: Disposición actual de los aerogeneradores G47

La nueva disposición para los aerogeneradores a la hora de repotenciar el parque eólico, respetando los requerimientos técnicos de los mismos, es la mostrada en la Figura 2.24 [32].

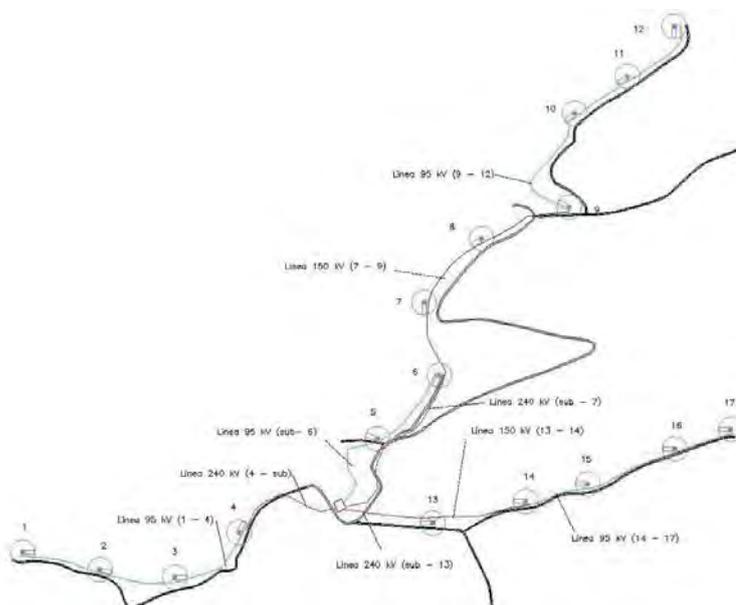


Figura 2.24: Nueva disposición de los aerogeneradores G8X

De los esquemas mostrados se distingue que es posible instalar un total de 17 aerogeneradores G8X de 2 MW con las mínimas modificaciones en los caminos de acceso y en la red de MT. La potencia instalada original es de

24,42 MW y la potencia instalada tras la repotenciación es de 34 MW, es decir, un 39,23% mayor.

Para limitar el estudio no se consideran los impactos asociados a la adecuación de la red de MT para la nueva configuración tras la repotenciación del parque. El motivo de esta limitación es que desde el punto de vista medioambiental, el valor más importante es el aumento de la capacidad del parque para producir energía eléctrica limpia y la ampliación de su vida útil.

Cuando se estudia de forma conjunta el impacto de una repotenciación y sus beneficios asociados, es importante fijar una hipótesis temporal respecto a la fecha de instalación y desmantelamiento del parque inicial. El análisis del ciclo de vida realizado para esta repotenciación considera una hipótesis desfavorable, es decir, que la repotenciación se produce poco tiempo después de la instalación del mismo, concretamente 7 años. El hecho de considerar una hipótesis desfavorable es que si los resultados son favorables medioambientalmente para una vida útil de las máquinas originales de 7 años, lo será aún más si dichas máquinas cumplen su estándar de 20 años antes de repotenciarse el parque ya que como hemos visto con anterioridad, el impacto ambiental se ve reducido cuando se aumenta la vida útil de los aerogeneradores.

La energía suministrada por el parque durante toda su vida útil será la suma de la energía suministrada por la turbina G47 durante 7 años más la energía suministrada por la turbina G8X durante su vida útil estandarizada, es decir, 20 años. Si consideramos 37 turbinas G47 de 660 kW cada una, 17 turbinas G80 de 2 MW cada una y 2.000 horas trabajando a plena carga se tiene una producción aproximada de 17.000 GWh. En el caso de que el parque no se hubiese repotenciado, es decir, asumiendo una vida útil de 20 años para los aerogeneradores G47 de 660 kW, la producción sería aproximadamente 977 GWh [32].

Con el análisis del ciclo de vida del parque original, con una vida útil de 20 años y 37 máquinas G47 de 660 kW trabajando a plena carga 2.000 horas al año y el análisis del ciclo de vida del parque repotenciado con 37 máquinas G47 de 660 kW trabajando a plena carga 2.000 horas año durante 7 años y 17 aerogeneradores G8X de 2 MW trabajando 2.000 horas al año durante 20 años, se obtienen los datos representados en la Figura 2.25 [2.3]. Para los análisis se han considerado las producciones energéticas, por lo que se representa en escala negativa de ecopuntos (metodología Eco-Indicator 99) ya que la producción de energía eólica supera siempre a la energía necesaria para los distintas fases, es decir, fabricación, instalación, transporte, etc.

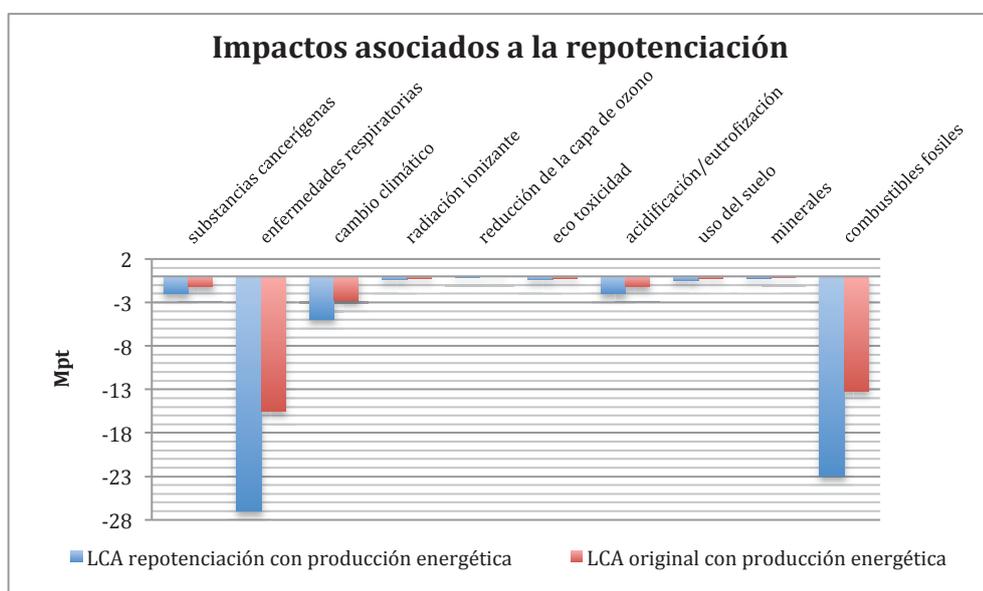


Figura 2.25: Comparativa del impacto del parque original y repotenciado

Se puede comprobar en la comparativa del beneficio ambiental del parque original durante su vida útil de 20 años y el beneficio ambiental del parque eólico repotenciado que dicho beneficio es mayor para la repotenciación del parque. La mejora observada es clara y significativa por lo que hace suponer que considerando el cambio completo de subestación y el resto de componentes, siga siéndolo.

2.3.5 Comparación con otras tecnologías

Los resultados obtenidos de los análisis de los ciclos de vida de los tres tipos de aerogeneradores anteriormente estudiados, se pueden comparar con el impacto ambiental generado por la producción, dentro de un sistema eléctrico en concreto, de la misma cantidad de energía eléctrica que genera el aerogenerador o el parque eólico en toda su vida útil considerada para el análisis.

En el caso del modelo Gamesa G8X de 2 MW, los resultados estudiados se pueden comparar con el modelo de análisis del ciclo de vida de la base de datos Ecoinvent, conocida con el nombre de "electricity mix in Spain" y que estima el impacto ambiental de la producción de 1 kWh de energía eléctrica considerando la combinación de distintas fuentes de generación de energía eléctrica que existe en España. Los resultados son los mostrados en la Tabla 2.2 [32] donde se recogen los porcentajes de reducción del impacto ambiental de la energía generada por el aerogenerador frente al mix español.

Categoría de Impacto	% de reducción del Impacto Ambiental
Cancerígenas	95,73
substancias cancerígenas (orgánicas)	91,43
substancias cancerígenas (inorgánicas)	98,93
enfermedades respiratorias	98,72
cambio climático	99,51
radiación ionizante	96,66
reducción de la capa de ozono	57,29
eco toxicidad	98,84
acidificación/eutrofización	94,73
uso del suelo	32,11
minerales	98,53
combustibles fósiles	98,07

Tabla 2.2: Porcentaje de reducción del impacto ambiental

La comparativa deja claro que hay una más que significativa reducción del impacto ambiental asociado a la energía eléctrica por parte del aerogenerador en todas las categorías de impacto. En porcentaje de

reducción de los impactos ambientales de la generación de electricidad a partir de los aerogeneradores frente al estudio del mix energético español se debe considerar que la base de datos Ecoinvent considera la producción media del año 2000 y por lo tanto no se ve reflejado en los resultados el aumento de la producción de energía mediante fuentes renovables.

El análisis del ciclo de vida de la turbina Vestas V90 de 3 MW relaciona el impacto ambiental cuando se produce 1 kWh de energía eólica con este modelo y cuando se produce con el mix europeo, empleando para ello la base de datos EDIP. Esta base de datos tiene el mismo problema que la Ecoinvent ya que considera la producción media del año 2000. Los datos son los presentados en la Figura 2.26 [34] donde los datos de la producción de energía han sido modificados para aumentar la producción de energías renovables un 10% y ajustar los resultados a la actualidad.

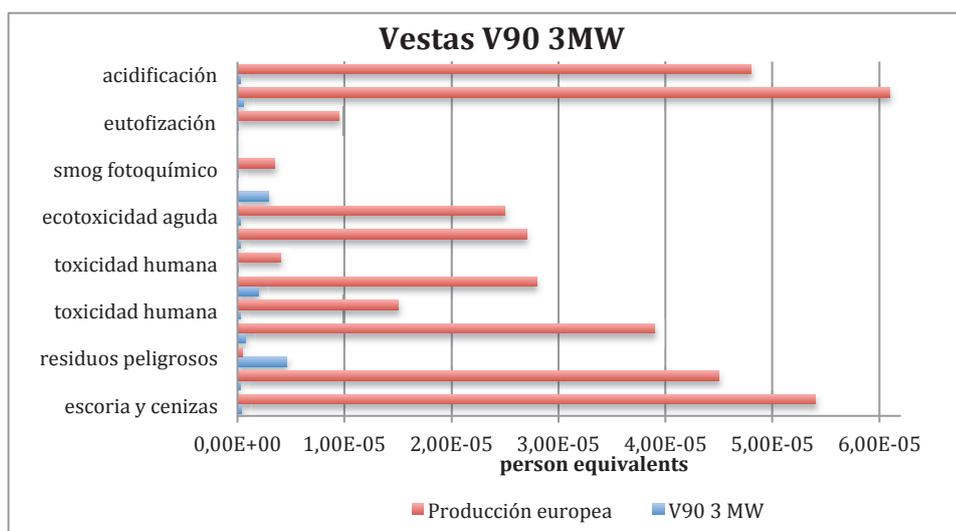


Figura 2.26: Comparación de la producción de 1 kWh de electricidad

Como se puede observar, los impactos de la energía generada con la turbina eólica son considerablemente más bajos que la media de la producción europea en el año 2000. Como se ha comentado, los datos no se ajustan a la actualidad ya que las energías renovables han aumentado su porcentaje de potencia instalada y producción dentro del mix energético pero nos ayuda a ver el orden de magnitud. Además, a pesar de que las

bases de datos EDIP y Ecoinvent no incorporan los últimos datos, se puede asegurar su fiabilidad.

De los resultados estudiados se deduce, como se ha indicado, que la producción de 1 kWh de energía eólica tiene un impacto ambiental significativamente menor que la producción de 1 kWh según el mix energético español y europeo. Esto es comprensible ya que gran parte de la energía producida en España y Europa se obtiene de instalaciones que emplean combustibles fósiles como el gas natural, fuelóleo, carbón, etc. No hay dudas sobre que tecnologías de producción de energía contribuyen en mayor medida al aumento del impacto ambiental de la misma manera que es evidente la contribución de las energías renovables a disminuirlo. Sin embargo, parece necesario estudiar las diferentes energías renovables existentes en el mix energético español para comparar el impacto ambiental asociado a cada una de ellas.

En la Figura 2.27 [37] podemos ver una comparativa de los impactos medioambientales en milipuntos, es decir, empleando la metodología Eco-Indicator 99 donde recordemos que cien puntos son la representación de la carga ambiental anual de un ciudadano medio europeo, de distintas tecnologías de generación eléctrica para la producción de 1 kWh.

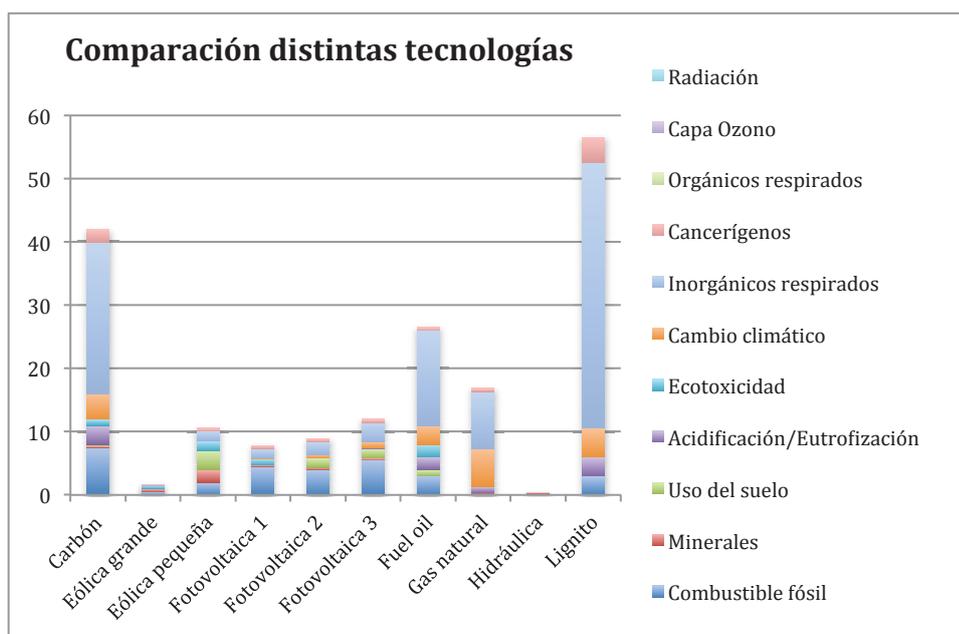


Figura 2.27: Impactos medioambientales por milipuntos para 1 kWh producido

En la Figura 2.27 la categoría "Fotovoltaica 1" corresponde a las huertas solares, "Fotovoltaica 2" corresponde a la asilada monocristal y "Fotovoltaica 3" a la alejada policristal.

En la categoría de energía eólica se ha distinguido de los generadores para autoconsumo y los grandes parques eólicos que mandan su producción a la red.

Como se puede observar a pesar de ser evidente, el análisis comparativo de las diversas tecnologías resulta claramente favorable para las basadas en recursos renovables pero como hemos visto a lo largo de todo el capítulo, no están exentas de impactos medioambientales.

En el caso de la fotovoltaica, se observa que el impacto medioambiental en prácticamente todas las categorías es mayor que en la eólica, tanto para los sistemas asilados como para los conectados a la red. Esto es debido a la gran cantidad de energía eléctrica que se precisa actualmente en la elaboración de las células fotovoltaicas. El mayor impacto de las instalaciones aisladas es debido a la necesidad de sistemas de acumulación, es decir, baterías. Estas baterías normalmente están realizadas en plomo-ácido.

Es importante destacar que la principal contribución al calentamiento global procede de los sistemas térmicos, es decir, centrales de carbón, gas natural y fuelóleo, en sus etapas de combustión y transporte de combustible. La disminución de la capa de ozono se ve más afectada por las tecnologías que emplean derivados del petróleo y la acidificación esta agravada por el uso del carbón debido a su contenido en azufre.

Se ha separado del análisis anterior la comparativa de la energía eólica con la energía nuclear, de gran interés ya que en los últimos tiempos se ha llevado un debate en España prácticamente continuo para el aumento de la potencia instalada y de la producción de energía mediante centrales

nucleares. En la Tabla 2.3 [38] se representa la comparativa del análisis del ciclo de vida mediante la metodología Eco-Indicator 99.

	Eólica	Nuclear
Calentamiento global	2,85	2,05
Disminución capa de ozono	1,61	4,12
Acidificación	3,49	3,33
Eutrofización	0,27	0,28
Metales pesados	40,7	25
Cancerígenos	9,99	2,05
Ecotoxicidad	1,48	1,5
Smog fotoquímico	1,25	0,32
Radiaciones ionizantes	0,01	2,19
Residuos	0,25	0,28
Residuos radioactivos	1,83	565
Agotamiento de Recursos	0,91	65,7
Total	64,67	671,82

Tabla 2.3: Ecopuntos asociado a las diferentes categorías de impacto

3. ESTUDIO DE LA REPOTENCIACIÓN EÓLICA

3.1 INTRODUCCIÓN

Debido a la reciente reforma energética propuesta por el gobierno en el año 2013 y que elimina el anterior modelo de retribuciones al régimen especial, ha surgido una gran incertidumbre en torno a la rentabilidad económica de la actividad de producción de energía en algunos sectores. La energía eólica ha sido una de las grandes perjudicadas ya que se ha suprimido el sistema de apoyo con el que ha contado esta tecnología durante los últimos años. A nivel mundial no existe un precedente semejante y menos cuando hablamos de un país líder en el sector eólico, como es España. La crisis económica internacional y el aumento del coste de la energía para los consumidores debido al déficit de tarifa acumulado a lo largo de la última década, ha llevado al gobierno a llevar a cabo esta reforma que repercute en las inversiones realizadas en parques eólicos anteriores al año 2005, viéndose recortado el periodo de retribuciones a 10 años, de los 20 originales. El régimen especial y las primas asociadas al mismo, ha sido uno de los grandes señalados como culpables del déficit de tarifa, especialmente el sector eólico, debido a la gran inversión realizada en el mismo.

Ante esta nueva situación y marco legislativo, el análisis de la rentabilidad de un parque eólico cambia radicalmente, ya que dicha rentabilidad no depende tanto de las primas como anteriormente. Los productores cuyos parques tienen 10 años o más ven finalizado su período de retribuciones desde el año 2014 y a pesar de que sus instalaciones pueden seguir produciendo energía y beneficios, nuevas oportunidades de negocio se presentan ante ellos, debidas principalmente a la evolución tecnológica que y el aprendizaje adquirido por los fabricantes.

La evolución tecnológica se puede referir al evidente aumento del tamaño del rotor de los aerogeneradores o de su eficiencia debido al aumento de su altura, pero también a la extensión de la vida útil, siendo ambas alternativas el objeto de estudio.

La repotenciación de parques eólicos hace uso de la instalación de nueva tecnología, es decir, aerogeneradores más potentes y eficientes, en sustitución de los antiguos, generalmente instalados en las mejores ubicaciones.

La extensión de la vida útil no debe confundirse con el reacondicionamiento de los aerogeneradores. El reacondicionamiento de aerogeneradores consiste en la sustitución de las piezas estropeadas o en mal estado por otras semejantes, solucionando en el mejor de los casos, fallos en la fase de diseño del aerogenerador. La extensión de la vida útil consiste en la sustitución de aquellas partes del aerogenerador, que por experiencia son más susceptibles de sufrir un fallo, por otras más modernas y diseñadas específicamente para trabajar en la máquina en cuestión, reduciendo así los costes de operación y mantenimiento que comienzan a dispararse a partir de los 15 años de vida del aerogenerador y certificando su vida útil en 30 años.

Otro aspecto importante a considerar es el mercado de aerogeneradores de segunda mano, procedentes en su mayor parte, de proyectos de repotenciación. La venta de las máquinas usadas puede suponer una importante financiación a la hora de acometer la repotenciación de un parque eólico, a pesar de que dicho mercado está sujeto a una serie de condicionantes, como el fabricante del aerogenerador o el número de horas de funcionamiento de la máquina.

Todos estos factores y los asociados a ellos van a ser el objeto de estudio con el fin de analizar vías de adaptación de la energía eólica a la reducción del Coste Normalizado de la Energía (LCOE) y hacerla rentable por sí misma, con independencia de las primas asociadas a la actividad.

3.1.1 Legislación

Actualmente existe una legislación vigente para la repotenciación recogida en el Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción

de energía eléctrica en régimen especial. Dicho Real Decreto, concretamente su Disposición Transitoria Séptima, apartado 3º, ha sido suprimido mediante el Real Decreto-Ley 2/2013 de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Los apartados que incluye la Disposición Transitoria Séptima del RD 661/2007 son los siguientes:

1. Aquellas instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica anterior al 31 de diciembre de 2001, podrán realizar una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas, y que será denominada en lo sucesivo repotenciación.

2. Se establece un objetivo límite de potencia, a los efectos del régimen económico establecido en el presente real decreto de 2.000 MW adicionales a la potencia instalada de las instalaciones susceptibles de ser repotenciadas, y que no se considerará a los efectos del límite establecido en el artículo 38.2.

3. Para estas instalaciones, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, previa consulta con las Comunidades Autónomas, podrá determinarse el derecho a una prima adicional, específica para cada instalación, máxima de 0,7 c€/kWh, a percibir hasta el 31 de diciembre de 2017.

4. Estas instalaciones deberán estar adscritas a un centro de control de generación y deberán disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes, exigibles a las nuevas instalaciones.

5. Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la

repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

En el RD-Ley 2/2013 de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en sector financiero, Capítulo I, Artículo 2, octava modificación, se suprime el apartado 3º de la Disposición Transitoria Séptima del RD 661/2007, es decir, se suprime la prima por repotenciación.

En el apartado primero se determina que instalaciones podrán realizar repotenciación, es decir, aquellas cuya fecha de inscripción definitiva sea anterior al 31 de Diciembre de 2001. En el segundo apartado se establece un máximo de 2.000 MW adicionales. En el apartado cuarto, se recogen los requisitos que deben cumplir las instalaciones. En el quinto apartado se entiende que si se supera el 40% de aumento de potencia no se considera repotenciación, sino instalación nueva. Además, el apartado quinto también justifica el aumento porcentual máximo de la potencia en base a requisitos técnicos de la instalación y de la red de distribución a la que se encuentra conectada. En cualquier caso, dicha legislación en materia de repotenciación parece ser bastante escasa y poco detallada.

Destacar que en el apartado quinto, se hace referencia a la capacidad de la red. El hecho de limitar tanto el aumento de potencia a un 40% como el vertido de energía a la red no superior al del parque original, deriva de la capacidad del sistema eléctrico. Las líneas están dimensionadas para una determinada capacidad y se establece un límite para que el incremento de energía vertida a la red vaya acompasado por el aumento de la demanda y por tanto, de la capacidad del sistema eléctrico. Como se verá posteriormente, esta es una de las principales barreras a la repotenciación de parques eólicos.

Las comunidades autónomas que más han trabajado en materia de legislación para la repotenciación son Canarias y Galicia.

En Galicia nos encontramos con la Ley 8/2009 por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia y se crean el canon eólico y el Fondo de Compensación Ambiental. El canon eólico se define como "tributo de naturaleza extrafiscal debido a la generación de afecciones e impactos ambientales adversos sobre el medio natural a través de los bienes afectos a la producción de energía eólica". Con los pagos del canon eólico se crea el Fondo de Compensación Ambiental para financiar las actuaciones de reparación del entorno causadas por los parques eólicos. El canon eólico se paga por número de aerogeneradores instalados de la siguiente manera:

- 1-3 aerogeneradores: 0 € por aerogenerador.
- 4-7 aerogeneradores: 2.300 € por aerogenerador.
- 8-15 aerogeneradores: 4.100 € por aerogenerador.
- Más de 15 aerogeneradores: 5.900 € por aerogenerador.

Para proyectos de repotenciación se cuenta con una bonificación en esta cuota en el caso de que, a pesar de haber reducido el número de aerogeneradores, no se haya cambiado de intervalo de número de máquinas. Esto es especialmente importante para grandes parques eólicos, que reducen su número de máquinas muy significativamente pero siguen contando con más de 15 aerogeneradores. Para estos casos se bonificara con un porcentaje resultante de multiplicar por 5 el número de máquinas suprimidas.

Además, el artículo 27 de la Ley 8/2009 en Galicia, establece que el régimen de autorización administrativa para una repotenciación se desvincula del correspondiente a nuevas instalaciones, entendiéndose por tanto que será menos largo y tedioso.

Además, en el 138/2010 por el que se establece el procedimiento y las

condiciones técnico-administrativas para la obtención de las autorizaciones de proyectos de repotenciación de parques eólicos en la Comunidad Autónoma de Galicia, es uno de los documentos más detallados en materia de legislación de proyectos de repotenciación.

Canarias es la segunda comunidad autónoma que más a trabajado en materia de repotenciación de parques eólicos. Cuenta con el Decreto 32/2006 por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos de la Comunidad Autónoma de Canarias. En dicho Decreto se incluye la Orden del 15 de Noviembre de 2006 por la que se establecen las condiciones técnico administrativas para la repotenciación de parques eólicos existentes.

3.1.2 Beneficios económicos

Históricamente, la repotenciación se ha entendido como la posibilidad de incrementar la productividad de los parques originales, mejorando las conexiones con la red eléctrica, aprovechando las inversiones hechas en infraestructuras en el proyecto original y obteniendo un mayor aprovechamiento del recurso eólico de los mejores emplazamientos, principalmente aumentando la potencia nominal de los aerogeneradores. A lo largo de este capítulo se omiten los beneficios medioambientales que se estudian en el correspondiente capítulo de este trabajo.

Una de las principales ventajas, si la repotenciación se anticipa lo suficiente al final de la vida útil de las máquinas originales, es que se pueden obtener reducciones significativas en los costes de operación y mantenimiento. Según [39], desde el punto de vista de la repotenciación, el ahorro en costes de operación y mantenimiento se puede dividir en dos componentes:

- La vida útil del aerogenerador es de 20 años y los costes de operación y mantenimiento comienzan a crecer significativamente a partir de los 15 años. Por lo tanto, la repotenciación antes de los 15

años de vida supone un ahorro significativo de los costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores originales.

- Los nuevos aerogeneradores, más modernos tecnológicamente hablando, son más fiables y tienen menos partes móviles que por lo general, son las que más fallos sufren a lo largo de la vida útil del aerogenerador. Por lo tanto, es de esperar, que a lo largo de la vida útil de los nuevos aerogeneradores, los costes de operación y mantenimiento sean reducidos en comparación con los de los aerogeneradores instalados originalmente, en términos de €/MW.

En la Figura 3.1 [40] se puede observar el porcentaje de fallo por componente y en la Figura 3.2 [40] el porcentaje del tiempo de parada por componente.

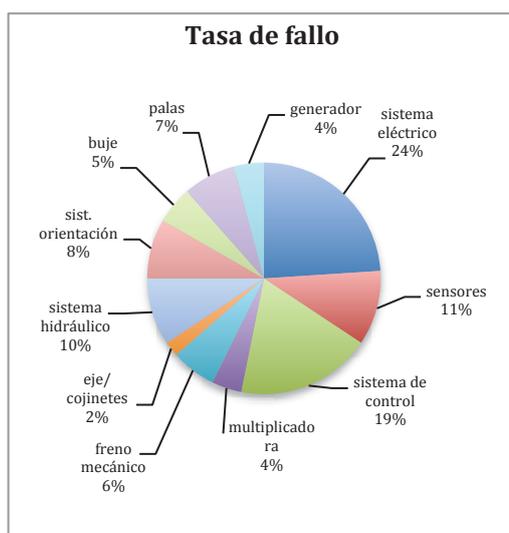


Figura 3.1: Fallo por componente

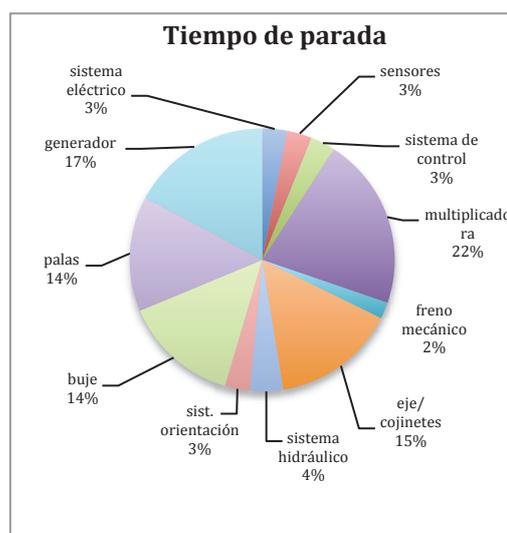


Figura 3.2: Tiempo de parada

Se puede comprobar que la multiplicadora, generador y eje principal ocupan solo el 10% de los fallos del aerogenerador y sin embargo, representan el 54% del tiempo de parada, por lo que, junto a las palas, son considerados los componentes críticos .

Esta información se ve reforzada en los estudios realizados con las bases de datos LKW y WMEP sobre incidencias en aerogeneradores Europeos en

el periodo 1993-2006. En la Figura 3.3 [41] se puede observar que el 75% de los fallos producen un 5% de las horas de parada y el 25% de los fallos producen un 95% de las horas de parada.

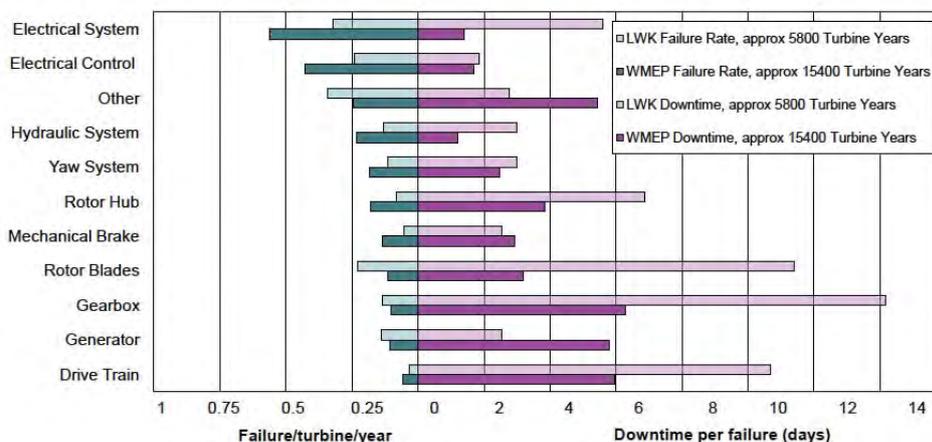


Figura 3.3: Tasa de fallo de aerogeneradores europeos en 1993-2006

En cualquier caso, la mayor causa de parada de un parque eólico, es la ausencia o el exceso de viento, según las especificaciones de la máquina al respecto ya que la disponibilidad media actual en Europa, de un aerogenerador, es del 98% [41].

Los nuevos diseños de aerogeneradores, para reducir los costes de operación y mantenimiento, se han centrado en la mejora de la caja multiplicadora, el generador y el eje principal entre otros. Así, según un estudio Danés realizado en 5.000 turbinas instaladas en Dinamarca desde 1975 ha demostrado que los costes de operación y mantenimiento anuales en turbinas de hasta 150 kW representan un 3% del coste inicial de la turbina y sin embargo, las turbinas de la generación posterior, de hasta 1 MW, tienen un coste igual al 2% del valor original del aerogenerador [42].

A continuación se describen algunos de los avances tecnológicos que han hecho posible reducir los costes de operación y mantenimiento:

- Las palas representan un porcentaje del 7% de los fallos del aerogenerador. Este valor no es muy alto pero hay que considerar que una reparación en una pala tiene un alto coste asociado. Las palas de

los aerogeneradores antiguos fallaban por la heterogénea distribución de las cargas a lo largo de la misma, siendo más susceptibles a las turbulencias. En la Figura 3.4 [43] podemos ver el flujo de aire en un diseño de pala correspondiente a un aerogenerador de la generación anterior, mientras que en la Figura 3.5 [43] se observa el flujo de aire para un aerogenerador moderno.

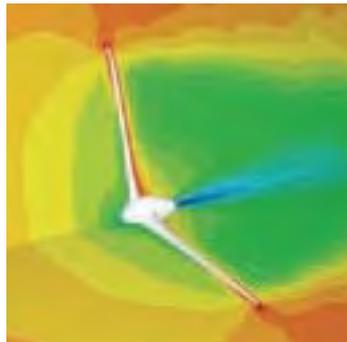


Figura 3.4: Pala antigua

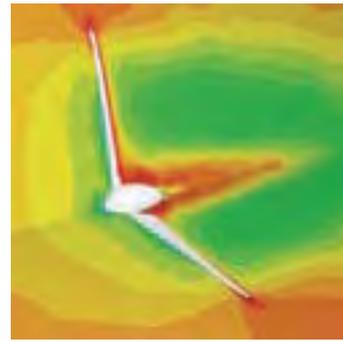


Figura 3.5: Pala moderna

- La caja multiplicadora y el generador han evolucionado mucho en los últimos años y son dos de los componentes críticos debido al gran número de elementos rotatorios que los componen y a su necesidad de lubricación. A modo de ejemplo, indicar que el fabricante Enercon emplea un accionamiento directo, es decir, prescinde de caja multiplicadora y por tanto del uso de lubricantes. De esta manera, el generador en anillo de una turbina Enercon gira tantas veces en 20 años como un generador normal con caja multiplicadora en 3 meses tal y como se muestra en la Figura 3.6. [43].

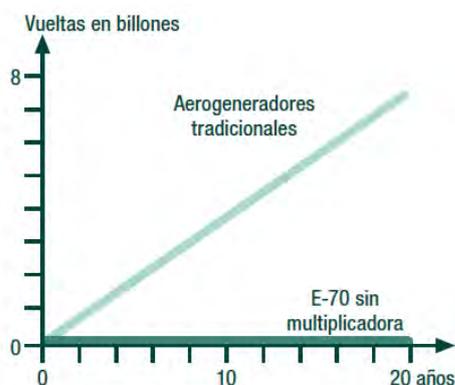


Figura 3.6: Número de vueltas de un generador Enercon

La siguiente ventaja esta asociada al aprovechamiento eólico ya que se ve incrementado considerando la misma extensión de terreno. Los emplazamientos con mejores condiciones de viento fueron los primeros en ocuparse y por lo tanto, debido al estado de la tecnología del momento, son los que aglutinan la mayor concentración de aerogeneradores antiguos.

A modo de ejemplo se empleará el atlas eólico del IDAE, una completa aplicación web con las siguientes características:

- Permite elaborar un estudio del recurso eólico en España con fiabilidad suficiente para evaluar el potencial eólico de una localización.
- Se ha realizado en base a un modelo de simulación meteorológica y predicción del recurso eólico a largo plazo, validándose los resultados con datos reales.
- La velocidad del viento se estima para una altura de 80 metros.
- Una paleta de colores indica la intensidad del viento siendo más acusada cuando el tono es rojizo y más débil cuando es amarillento.
- Se emplea un mallado en la pre visualización de la aplicación, con una distancia de 2,5 km entre puntos, sin embargo, es posible aumentar la resolución a 100 metros e incluso introducir una coordenada concreta.

Como se ha mencionado, la aplicación también permite hacer una estimación de la generación eólica, es decir, la producción energética que proporcionaría un aerogenerador que se instale en un determinado punto del mallado o coordenada, expresando el resultado en MWh/año. El proceso a seguir es el siguiente:

1. Introducir la curva de potencia del aerogenerador en cuestión, en kW, para cada valor de velocidad del viento indicada por la aplicación.
2. La herramienta utiliza un coeficiente de corrección de pérdidas global del 15% pero permite introducir al usuario su propio valor.
3. Adicionalmente, la aplicación muestra la localización UTM, elevación y rugosidad considerada, y los coeficientes de Weibull estimados en el emplazamiento.

Para la realización de este pequeño estudio, se considerará el parque eólico de Malefatón, en Higuera, provincia de Albacete. El motivo de esta elección es que el conjunto de parques eólicos situados en Higuera representó en el año 2.000 la mayor instalación eólica existente en un mismo municipio, en el mundo. Históricamente, Castilla-La Mancha ha sido una comunidad autónoma con un gran recurso del viento y la fecha de construcción de este parque, finales de los 90, coincide con el gran apogeo de uno de los modelos más exitosos del fabricante Gamesa, el G47 de 660 kW. El parque está formado por 75 turbinas y una potencia instalada total de 49,5 MW.

La Figura 3.7 [44] muestra el conjunto de instalaciones eólicas de Higuera, de donde se selecciona, en coordenadas geodésicas, el emplazamiento del parque eólico de Malefatón.



Figura 3.7: Mapa eólico del municipio de Higuera

Seguidamente, se introduce en la aplicación del IDAE las coordenadas del parque eólico seleccionado y la curva de potencia del aerogenerador Gamesa G47 660 kW, obtenida del fabricante. La altura de la torre de este modelo es de 45 metros, sin embargo se ha considerado una altura de la máquina de 80 metros ya que las mediciones de la aplicación están referidas a esa altura. Como es evidente, el resultado obtenido con la turbina G47 será mayor que el real, debido a este aumento de la altura de la torre por la imposibilidad de tomar una altura inferior en la aplicación. No se modificara el valor de las pérdidas que será el 15% predeterminado.

De esta manera, la aplicación nos arroja los siguientes datos para la turbina Gamesa G47 de 660 kW:

- Producción bruta: 2219.1524282042487 MWh/año
- Producción neta: 886.2795639736114 MWh/año

Actualmente, el mismo fabricante comercializa una turbina de 5 MW como su opción más potente. Sin embargo, para este sencillo análisis se ha tomado una turbina de clase II de 2 MW, concretamente el modelo G114. Se ha tomado este valor dado que la mayor parte de las turbinas comercializadas por el fabricante, tienen esta potencia nominal, 2 MW.

Introduciendo los valores de la curva de potencia ofrecida por el fabricante, para la misma altura de 80 metros y el mismo porcentaje de pérdidas, es decir, un 15%, se obtienen los siguientes resultados:

- Producción bruta: 7935.558159613836 MWh/año
- Producción neta: 6745.224435671761 MWh/año

Estos datos reflejan un aumento del 357% de energía producida en uno de los excelentes emplazamientos ocupados durante la década de los 90, es decir, la eficiencia en la producción es significativamente mayor al aumentar la potencia unitaria un 303%. Como ya se ha comentado, la diferencia real

será mayor debido a que se ha supuesto una altura de 80 metros para ambas turbinas.

El dato obtenido esta en consonancia con [45] donde se indica que un parque con un aumento de potencia entre un 120% y un 330% puede elevar su rendimiento entre un 120% y un 330%, teniendo en cuenta que la herramienta utilizada no deja de ser una estimación y que la producción de la turbina de 660 kW esta calculada para 80 metros de altura.

En la Figura 3.8 [46] se puede observar la velocidad media del viento en España en base a las mediciones desde el año 1986 hasta el año 2008. Como se puede observar las mejores localizaciones eólicas en España son el noroeste de Galicia, noreste de Aragón, centro de Castilla y León, este de Cataluña, mitad sur de la Comunidad Valenciana, suroeste de Andalucía y Almería, y los dos sistemas extrapeninsulares, principalmente Canarias. Las velocidades medias anuales en dichas localizaciones se encuentran en un intervalo de 7 a 9 m/s y corresponden a las regiones con un tono más azulado dentro del mapa mostrado.

Según la clasificación aprobada por la Comisión Electrotécnica Internacional mediante las Norma IEC-61400-1, las zonas de mayor recurso eólico en España se pueden catalogar de clase II y III.

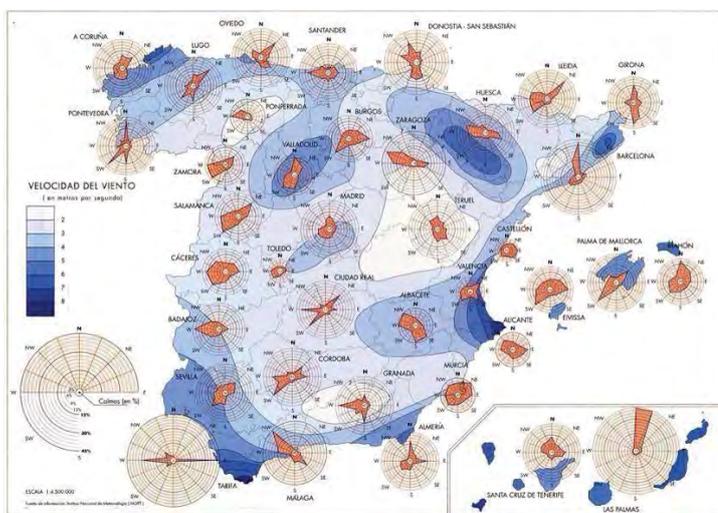


Figura 3.8: Velocidad media del viento en España

Con el objetivo de establecer una comparación, en la Figura 3.9 [47] se muestra el mapa eólico de España en el año 2000.



Figura 3.9: Mapa eólico de España en el año 2000

Se puede observar como en el año 2000 los mejores emplazamientos eólicos, principalmente Galicia, Aragón, Tarifa y Canarias estaban ya bastante masificados y como es evidente, con tecnología del momento, es decir, aerogeneradores de menos de 1 MW de potencia nominal.

El mercado de segunda mano de aerogeneradores usados es otro resultado de la repotenciación y como veremos a continuación representa una ventaja significativa a la hora de financiar un proyecto. Muchos países en vías de desarrollo presentan un alto grado de interés por hacer penetrar la generación de energía eólica en sus mix energéticos. Así, la venta de aerogeneradores usados pero bien mantenidos, les concede la oportunidad de dar sus primeros pasos en esta tecnología, sin un gran coste de inversión como ocurriría en caso de adquirir máquinas de vanguardia.

Los beneficios que tiene usar aerogeneradores usados en vez de nuevos, según [48] son los siguientes:

- Un menor gasto de capital ahorra recursos al inversor y reduce los esfuerzos relacionados con conseguir capital prestado.

- Una duración del proyecto más corta reduce los riesgos financieros del inversor, lo que es de valor en condiciones políticas y económicas inestables.
- Las turbinas desde 150 kW hasta 600 kW pueden ser transportadas y levantadas sin mayor problema. Sin embargo, las turbinas grandes requieren de equipamiento especial que no está disponible en muchas partes del mundo, mientras que poner turbinas pequeñas puede no ser económicamente tan provechoso e incluso inviable. Es por ello que comprar turbinas de segunda mano es la mejor forma de conseguir máquinas fácilmente transportables.
- Las operaciones de mantenimiento en una turbina usada son más simples que en turbinas nuevas ya que a medida que la tecnología es más sofisticada, también lo ha de ser el grado de cualificación del personal que lleva a cabo dicho mantenimiento.
- Normalmente, al desmantelar una turbina usada de un parque, se lleva a cabo un proceso de revisión de los componentes críticos así como un pequeño reacondicionamiento para su puesta a punto de acuerdo a las características del nuevo emplazamiento. Esta forma de operar es mucho más sencilla que si tuviese lugar con la turbina alzada.
- Los países en desarrollo son los que más CO₂ emiten a la atmósfera ya que son muy dependientes de las tecnologías convencionales de producción de energía. El empleo de energías con carácter renovable les abre las puertas a un marco internacional en el que las principales potencias mundiales están unidas contra las emisiones de CO₂.
- Para los inversores, es una oportunidad de crear lazos con un futuro mercado eólico en los países en vías de desarrollo. Además, contribuye a la adquisición de experiencia en los mercados internacionales.

Sin embargo, también surgen algunas desventajas [48]:

- Se requiere de más esfuerzo para seleccionar las turbinas adecuadas para proyectos concretos, es decir, cada turbina tiene unas características, un equipamiento y unos defectos que se han producido debido a las condiciones de su emplazamiento original. Cuando cambiamos la turbina de localización geográfica, se ha de procurar que las características de dicha localización sean semejantes, en la medida de lo posible, a los del emplazamiento original, a fin de minimizar los costes de adaptación.
- La esperanza de vida de las turbinas usadas y revisadas puede no ser predicha con exactitud y por tanto, los resultados de los análisis económicos están basados en suposiciones.
- La adquisición de piezas de repuesto puede convertirse en un problema si el fabricante ha dejado de dar soporte tras los 20 años de vida certificada para la máquina o incluso si el fabricante ha desaparecido.

Como se ha indicado, los mercados que más consumen máquinas usadas son los emergentes, sin embargo, en el caso de Reino Unido, la compra de aerogeneradores usados la justifica las restricciones de altura existentes. Por este motivo, en algunas localizaciones es imposible instalar aerogeneradores de última generación, ya que el aumento del diámetro del rotor va asociado a un aumento de la torre, no solo para guardar las proporciones de la máquina, sino también para un mejor aprovechamiento del recurso del viento.

Según [48], a pesar de las actividades de repotenciación en Europa, la demanda de turbinas usadas ha sido a la baja hasta 2010, y por tanto los precios también. En la Figura 3.10 [48] podemos ver una estimación en base a las cotizaciones representativas de turbinas utilizadas en Alemania hasta 2010. El coste expuesto está exento de costes de transporte o

instalación.

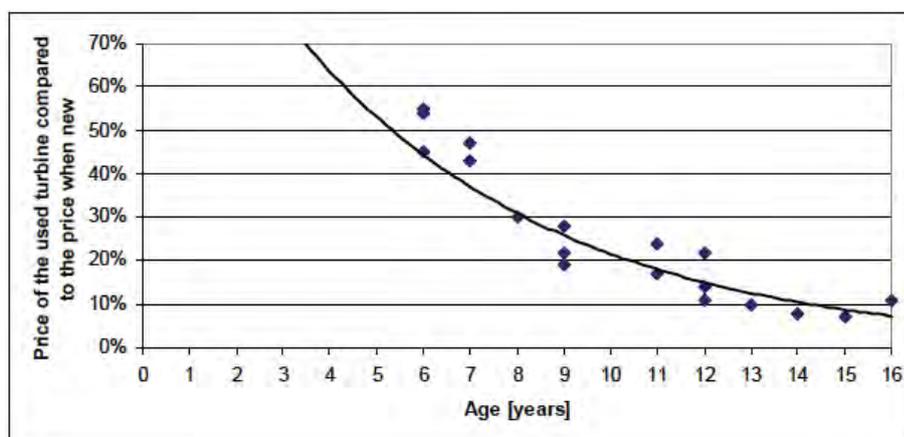


Figura 3.10: Precios de las turbinas usadas en función de su edad

Sin embargo, y según [49], la compañía holandesa Windbrokers, una de las mayores comercializadoras de aerogeneradores usados y pionera del sector, recibió pedidos por valor de 5 millones de Euros durante los cuatro primeros meses de 2013 cuando su volumen de negocios durante los 10 años anteriores fue de 30 millones de Euros, lo que indica que actualmente el mercado se encuentra en alza.

Algunos de los principales agentes comerciales de turbinas de segunda mano, como Windbrokers, Repowering Solutions o Blue Planet Wind, hacen público el precio que sus clientes ponen a los aerogeneradores usados, procedentes de repotenciaci3nes, exceptuando el coste de desmantelamiento, transporte e instalaci3n, a contratar posteriormente con el agente comercial encargado de la venta. Algunos ejemplos son los mostrados en la Tabla 3.1, donde se han seleccionado los modelos m3s modernos existentes ya que el mercado de segunda mano aglutina una gran cantidad de aerogeneradores de m3s de 15 a3os que no ofrecen datos tan significativos como los mostrados a continuaci3n.

Adem3s, de los mismos datos expuestos en la Tabla 3.1 se puede obtener una media de 224 €/MW como precio de los aerogeneradores usados en 2014. Como se puede observar, los aspectos anteriormente comentados como el fabricante de la turbina o el a3o de fabricaci3n juegan un papel muy

importante en el precio final de las turbinas. Así, una turbina Vestas de 660 kW tiene un coste semejante a una Nordex de 1.300 kW, aproximadamente el doble de potencia. De igual manera, los aerogeneradores con fecha de producción más actual tienen un precio en mercado significativamente más alto que las turbinas más antiguas.

Modelo	Potencia (kW)	Rotor (m)	Torre (m)	Año	Precio (€)
NORDEX N54	1000	54	60	2000	105.000
NORDEX N60	1300	60	69	1999	160.000
NM NM60	1000	60	70	2000	150.000
NM NM92	2750	92	100	2003	1.500.000
VESTAS V66	1650	66	70	2001	295.000
VESTAS V47	660	47	65	2000	157.000
ENERCON E66	1500	66	68	1997	235.000
ENERCON E66	1800	66	68	2000	285.000
GE 1.5s	1500	71	80	2000	300.000
Goldwind S48	750	48	50	1998	230.000
Goldwind S49	750	48	50	1998	225.000

Tabla 3.1: Precio de aerogeneradores de segunda mano en 2014

Uno de estos agentes comerciales, Repowering Solutions, ofrece un servicio de reacondicionamiento de turbinas de segunda mano. Su catálogo lo forman una turbina Bonus de 600 kW y tres turbinas Vestas de 500 kW, 600 kW y 660 kW, siendo este último modelo el V47. Dicho agente vende la turbina V47 reacondicionada en 365.000 €, es decir, 208.000 € por encima de su precio sin reacondicionar. El reacondicionamiento incluye la inspección, reparación y limpieza de todos sus componentes. Además, ofrece el precio completo de la turbina, transporte e instalación para el modelo Bonus. El resumen de los costes se muestra en la Tabla 3.2.

Estimated CAPEX	
Bonus 600kW + Full Converter	
BONUS-600 KW + Full Converter	275.000 €
Foundations (420m3)	60.000 €
Erection & commissioning	75.000 €
Transport	95.000 €
Elec. Connection (1km+CB)	40.000 €
Insurance	8.000 €
TOTAL	553.000 €

Tabla 3.2: Coste de instalación de una turbina de segunda mano

De los datos de la Tabla 3.2 se puede deducir que el coste de la inversión es de 922 €/MW.

Por lo tanto, es muy complicado establecer el precio a un aerogenerador usado. El mercado es extremadamente joven y no hay demasiada información sobre los éxitos o fracasos de la implantación de estos aerogeneradores. Además, no se puede poner un valor a la máquina únicamente en función de su potencia nominal y horas de funcionamiento ya que por ejemplo, el fabricante o más bien, su prestigio, juega un papel crucial. Algunos modelos de los fabricantes más prestigiosos mantienen un precio elevado independientemente de la situación del mercado, ya que siempre hay demanda de los mismos. De igual manera, los fabricantes más modestos o incluso aquellas turbinas de fabricantes que ya han desaparecido, tienen un precio totalmente dependiente de la situación del mercado y por lo tanto, altamente variable.

Según el estudio de la rentabilidad de un parque eólico con turbinas usadas realizado por [48], el coste de la generación de la electricidad fue de 0,079 € para las turbinas usadas y 0,086 € para las nuevas. El estudio compara la rentabilidad de un proyecto empleando cuatro turbinas de 10 años de antigüedad de 500 kW con la de un proyecto con tres turbinas nuevas de 600 kW. Se toman valores distintos de potencia unitaria para obtener una cantidad equivalente de energía generada al año con ambas opciones. Las suposiciones realizadas son las mismas para el cálculo de la rentabilidad de ambas opciones y la esperanza de vida es de 15 años para las turbinas usadas y 25 para las nuevas. A pesar de que el resultado no es más que orientativo, ofrece una idea de que, efectivamente, la producción de energía con máquinas usadas puede ser rentable, a pesar de la falta de experiencia de la que se cuenta al respecto. La Figura 3.11 [48] representa los costes de inversión inicial y los costes anuales de la instalación de turbinas nuevas y la de turbinas usadas.

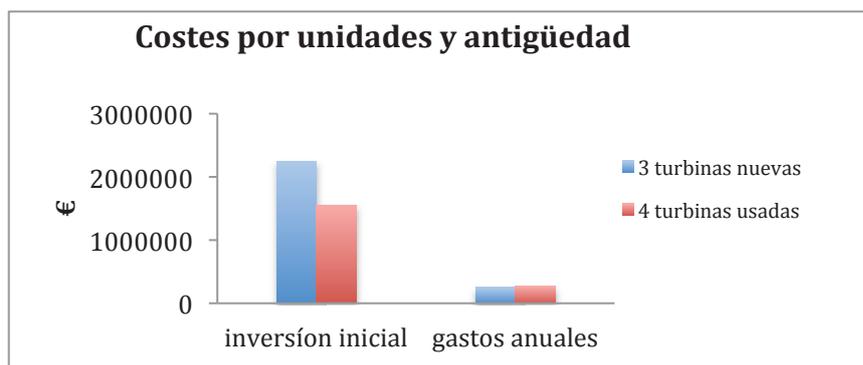


Figura 3.11: Comparación costes entre turbinas nuevas y usadas

Como se ha comentado con anterioridad, los principales mercados para las máquinas usadas son los pertenecientes a países en vías de desarrollo. En este sentido, el mayor mercado Europeo lo representa Rumania que en 2013 aumentó su potencia instalada en 384 MW durante la primera mitad de 2013, un aumento del 41% respecto al año anterior, principalmente gracias a aerogeneradores de segunda mano. En Sudamérica, Brasil es el mayor consumidor de máquinas usadas según Windbrokers y en la primera mitad de 2013 aumento su capacidad eólica en un 11,5%. Sin embargo, el mayor mercado de aerogeneradores de segunda mano se encuentra actualmente en Marruecos, que en el primer semestre de 2013 aumentó en 391 MW, un 135% y que hizo aumentar la potencia eólica instalada en todo el continente africano un 10% [50].

El mercado Marroquí tiene un gran potencial en producción eólica, estimado por la ONE (Oficina Nacional de Electricidad marroquí) en 25.000 MW y el gobierno ha creado un marco legal que regula las energías renovables para atraer las inversiones. Marruecos es un país que no cuenta con fabricas de aerogeneradores, por lo que el 100% de las máquinas son de importación, con una elevada cuota de mercado correspondiente a máquinas usadas. La venta de máquinas usadas en este mercado es tremendamente atractiva ya que se venden libres de IVA y de impuestos de aduanas, al catalogarlas el gobierno como productos de utilidad pública. Además, el gobierno ha designado zonas para el emplazamiento de parques eólicos con unas condiciones muy ventajosas.

Las principales ventajas que ofrece el mercado marroquí para la comercialización de aerogeneradores usados son las siguientes [51]:

- Exoneración del IVA que es del 20% y de los impuestos de aduanas para las máquinas importadas que es del 2,5%. La tasa acumulada es del 23%.
- La producción de aerogeneradores nuevos no es significativa. Esto es debido a que los principales fabricantes no desean instalar fábricas en Marruecos por miedo a que sus diseños sean copiados. Esto provoca que las máquinas sean importadas.
- El gobierno no exige una autorización ministerial para instalaciones de menos de 2 MW, lo que reduce en 2 años el plazo administrativo para poner en funcionamiento la instalación. Además, este tipo de instalaciones son idóneas para aerogeneradores usados de menos de 660 kW.
- Proximidad geográfica con Europa, reduciendo así los costes derivados del transporte.
- Un trabajador no especializado cobra unos 270 € brutos al mes mientras que uno especializado cobra unos 620 € brutos al mes.
- La frecuencia de operación de la red eléctrica de Marruecos es de 50 Hz como en Europa. Esto supone una ventaja ya que no es necesario adaptar la turbina eólica ajustando el sistema de control del convertidor.

Las desventajas se presentan a continuación [51]:

- La red eléctrica solo puede soportar 1500 MW de energía eólica y su capacidad de adaptación es muy limitada. Actualmente ya hay instalados cerca de 1000 MW por lo que el margen restante es muy limitado.
- Como ya se ha comentado, baja cualificación del personal.
- Infraestructuras precarias que dificultan el transporte de las

máquinas.

- Los emplazamientos altamente productivos corresponden a zonas bastante despobladas por lo que la fiabilidad de la red en estos puntos es bastante dudosa.
- Las altas temperaturas durante el día, superiores a los 35 °C, hacen necesario un sistema de refrigeración de la caja multiplicadora y el generador.
- Las frecuentes tormentas de arena en los mejores emplazamientos hacen necesario emplear filtros de arena para proteger los elementos del interior de la góndola.

La conclusión es que si las turbinas usadas encuentran un mercado en los países en vías de desarrollo, las actividades de repotenciación se fomentaran. Además, contribuye a una doble reducción de las emisiones de CO₂, en el lugar de la repotenciación y en el lugar de reutilización de las turbinas usadas. Adicionalmente, la inevitable revisión general de las turbinas tras 6-10 años de utilización, hace que la venta de máquinas con esta edad sea una gran oportunidad para el propietario de ahorrar costes de operación y mantenimiento y acometer una repotenciación, además de que el comprador de las turbinas usadas se puede hacer cargo de su desmantelamiento.

Finalmente, comentar que la mayor ventaja de la repotenciación, mas allá del avance tecnológico sufrido desde la fecha de instalación de los aerogeneradores originales hasta la actualidad, es el proceso de aprendizaje sufrido durante ese tiempo. Es decir, el productor cuenta con experiencia y madurez en la dirección del negocio, infraestructuras ya construidas y una gran cantidad de datos sobre el aprovechamiento del recurso eólico.

3.1.3 Límites

La principal barrera existente en España para la repotenciación viene dada por la complejidad administrativa para los proyectos de repotenciación de las

instalaciones eólicas existentes. Existe una excesiva regulación (Estatal, Autonómica y local) que en ocasiones es "arbitraria" y otras se encuentra "obsoleta". Además, existen conflictos de "competencia" entre administraciones lo que no solo retrasa el período de repotenciación sino que además, en ocasiones, deriva en una aplicación de la normativa que no favorece el desarrollo de la actividad. Otras barreras administrativas encontradas son la dificultad para mantener el Silencio Administrativo o la necesidad de presentar Avaluos en diferentes administraciones para lograr el mismo fin. Todo esto deriva en unos plazos de autorización excesivamente largos y, por tanto, dificultad para la consecución de financiación e incluso el incremento de los costes financieros inicialmente planteados. En la Figura 3.12 [352] se puede observar el flujograma básico de la tramitación administrativa que refleja la complejidad anteriormente citada.

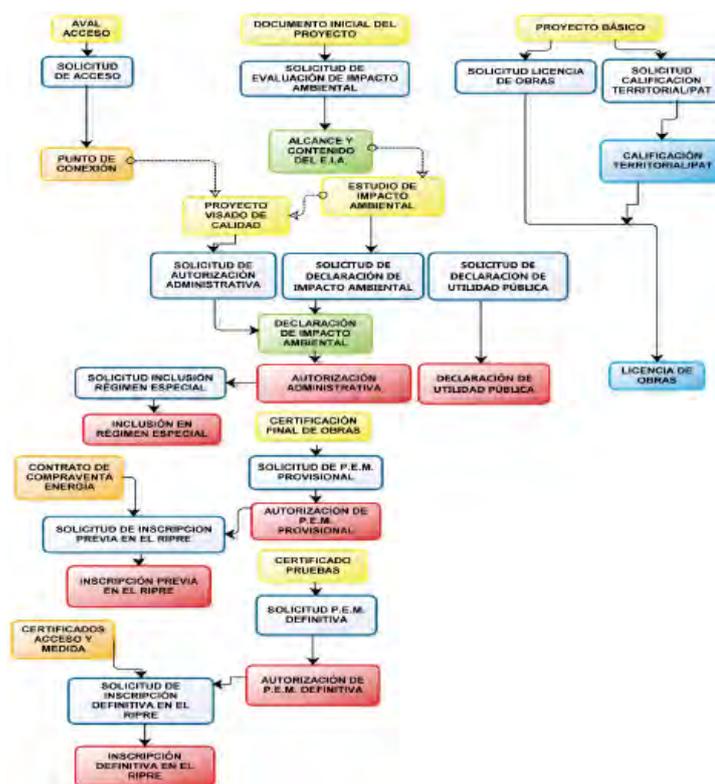


Figura 3.12: Flujograma básico de la tramitación de un parque eólico

Salvo algunos procedimientos específicos dispuestos en algunas Comunidades Autónomas, como Canarias o el ya comentado en Galicia, enfocados a los proyectos de repotenciación, en general, este tipo de proyectos requieren los mismos trámites administrativos, tiempos y gastos

de promoción que los parques eólicos nuevos.

La dificultad para financiar proyectos eólicos en la actualidad es otra de las principales barreras. La supresión de la prima adicional a la repotenciación así como la reducción a 10 años del período remunerado que reciben las instalaciones eólicas han situado a estos proyectos en un nivel de riesgo importante, desde el punto de vista de las entidades bancarias.

El acoplamiento de esta nueva potencia a la red es otra barrera a la que se enfrenta la repotenciación de parques eólicos. La potencia eólica autorizada se establece anualmente y por comunidades autónomas. Si una comunidad autónoma ya tiene cubierto el cupo de potencia autorizada en nuevas instalaciones, no puede ceder dicha potencia a parques susceptibles de repotenciación. Así, nos encontramos con el caso de Galicia que en 2012 contaba con 41 parques eólicos con la opción de repotenciar y 840 MW de los 2.000 MW establecidos por el RD 661/2007 [53]. Si estos parques decidiesen repotenciar, este aumento de potencia no se traduciría en un aumento de generación de energía, ya que la capacidad autorizada es menor. Así, el parque eólico gallego puede aumentar su potencia en un 40% pero dicha potencia se considera "reservada". A pesar de que la repotenciación está legislada, es imposible en algunas localizaciones hasta que no se aumente la capacidad del sistema eléctrico, en sintonía con la demanda energética. El Ministerio de Industria es el encargado de permitir a los parques eólicos engancharse a la red pero lo hace, como ya se ha indicado, a través de un registro de preasignación, es decir, de manera paulatina.

La logística es otra de las barreras existentes, ya que las turbinas de última generación, de 3 a 5 MW, poseen unas dimensiones que dificultan mucho su transporte, además de multiplicar los costes del mismo de una manera significativa respecto a la generación anterior, llegando a duplicarlo o incluso triplicarlo [54].

3.1.4 Experiencias en Europa

La sustitución de aerogeneradores de mayor antigüedad y menor tamaño por nuevos modelos de mayor tamaño y capacidad se está convirtiendo de forma creciente en un rasgo del mercado europeo de la energía eólica. Éste es especialmente el caso de países como Dinamarca y Alemania, donde el desarrollo ha tenido lugar a lo largo de un periodo relativamente largo.

Dinamarca fue el primer país en apoyar activamente la repotenciación eólica, en parte porque la instalación de aerogeneradores comenzó a principios de los 80, por lo que hay un gran número de aerogeneradores pequeños (< 75kW) y anticuados a lo largo del país. Dinamarca identificó que esas turbinas eólicas pequeñas ya anticuadas eran un obstáculo para el desarrollo de nuevos proyectos, y que la eliminación y repotenciación de esas turbinas requeriría un incentivo abierto y explícito.

El programa de repotenciación de Dinamarca ha permitido practicar sobre dos tercios de las antiguas turbinas del país. El primer programa de incentivos de Dinamarca para la repotenciación de turbinas eólicas funcionó desde abril de 2001 hasta diciembre de 2003.

Para turbinas menores de 100 kW, los “repowering certificates” permitieron a los dueños instalar tres veces la capacidad de generación quitada, y recibir una tarifa subvencionada adicional de 2,3 c€/kWh para las primeras 12.000 horas a plena carga (aproximadamente 5 años) del proyecto eólico ampliado. Para turbinas de entre 100 y 150 kW, los dueños pueden instalar dos veces la capacidad quitada, y recibir el mismo tratamiento. Como resultado de este programa, fueron reemplazadas 1.480 turbinas con un total de 121,7 MW por 272 nuevas turbinas con un total de potencia de 331,6 MW. Algunos de los dueños de proyectos eólicos antiguos decidieron sacar de servicio sus proyectos y vender sus certificados de repotenciación a otros promotores de energía eólica [48].

Dinamarca ha continuado alentando la repotenciación eólica a través de una política promulgada vía el Acuerdo de Política Energética de marzo de 2004. Este programa intenta “reponer” otros 175 MW de antiguas turbinas. Bajo el programa, se paga una sobretasa por turbinas nuevas y onshore, con la condición de que el dueño tenga certificados de repotenciación para 450 kW, puestas fuera de servicio entre diciembre de 2004 y diciembre de 2009. La sobretasa paga nuevas turbinas eólicas de fábrica conectadas a la red entre enero de 2005 y diciembre de 2009. La sobretasa asciende a 1,6 c€/kWh y se paga por la producción de electricidad correspondiente a 12.000 horas a plena carga de al menos dos veces la potencia eólica puesta fuera de servicio. La sobretasa se regula en relación al precio de mercado de la electricidad, y el total de precio de mercado más sobretasa no debe exceder un determinado nivel [55].

La repotenciación también permite una mejor utilización del espacio de terreno limitado. En Dinamarca, un exitoso esquema de repotenciación tuvo un efecto sustancial sobre el desarrollo del mercado en 2002. En Alemania, se prevé que la repotenciación de parques eólicos, tanto terrestres como marítimos, supondrá la mayoría del desarrollo del mercado en el periodo de 2025 en adelante. Siemens Energía recibió en 2009 la petición de Vattenfall para la repotenciación del parque eólico de Nørrekær Enge, en el norte de Jutlandia en Dinamarca.

Siemens proporcionó 13 aerogeneradores, cada uno con una potencia de 2,3 MW y un diámetro de rotor de 93 m. Las turbinas Siemens se montaron sobre torres de 80 m de altura y remplazaron 77 máquinas más viejas.

Aunque se redujo el número de máquinas en un factor de 6, el parque eólico Siemens produce el doble de energía: aproximadamente 120 GWh anuales, ya que una sola máquina de 2,3 MW produce tanta potencia pico con los vientos de Nørrekær Enge como entre 8 y 15 de las antiguas máquinas instaladas en 1988 y 1990. Esto supone electricidad suficiente para proveer a 20.000 hogares.

El parque eólico, propiedad de la gigante sueca Vattenfall, tenía programada su puesta en marcha para finales de 2009. Consistió en el primer gran proyecto adscrito al programa de repotenciación del gobierno danés. En los próximos años, alrededor de 800 turbinas antiguas serán sustituidas por otras más potentes. El nuevo parque eólico sirvió también como exhibición en la Conferencia sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas de 2009 en Copenhague.

Por último, los aerogeneradores retirados fueron instalados en Cuba, logrando así los objetivos planteados anteriormente: la extensión del uso de las turbinas retiradas, así como la promoción de una energía limpia en un país en vías de desarrollo [48]

Esta repotenciación no es más que un ejemplo de lo que pronto se convertirá en una fuente de energía eólica adicional en Dinamarca y Alemania, cuyos gobiernos fueron pioneros en energía eólica en los 70 y 80. Por ejemplo, la BWE se marcó un objetivo de al menos 15.000 MW de nueva potencia eólica instalada mediante repotenciación para 2020 [56].

El boom de la energía eólica en Alemania comenzó después que en Dinamarca. Se espera que la repotenciación constituya la mayor parte del mercado eólico en los años venideros, especialmente cuando disminuyan los sitios nuevos disponibles para desarrollar proyectos eólicos.

Hay obstáculos relacionados con las restricciones de los gobiernos locales en la altura del buje o en la altura total de las turbinas, y problemas con los requisitos que se han de cumplir entre las instalaciones y las áreas residenciales. A pesar de estos obstáculos, el potencial de la repotenciación en Alemania es enorme.

Antes de 2004, las tarifas subvencionadas alemanas proporcionaron estímulo para la repotenciación ofreciendo a los nuevos proyectos eólicos pagos más elevados que los existentes proyectos que habían estado en funcionamiento durante algún tiempo. Desde 2004, las tarifas han ofrecido

considerados de bajo aprovechamiento eólico, correspondientes a parques eólicos puestos en marcha antes o durante 1998. Todos estos modelos rozan la obsolescencia tecnológica (máquinas asíncronas de paso y velocidad fija, con capacidad nula de regulación de potencia), con unas prestaciones muy alejadas de los requerimientos actuales.

En general, en algún momento todos estos parques han de ser repotenciados, debido a la aparición de problemas técnicos en estas instalaciones (reducción de producción, suministro de repuestos, aumento de costes de operación y mantenimiento, etc.), y a las expectativas de mayor generación eléctrica e ingresos con una nueva instalación en el mismo emplazamiento. No obstante, no es previsible que los parques repotenciados alcancen una cuota de mercado significativa –mayor del 5% de toda la potencia eólica instalada anual–, hasta el año 2015.

En cambio, en el período 2016-2020, se prevé que la repotenciación de los parques eólicos que se pusieron en marcha a partir de 1998 suponga un aumento progresivo de la cuota de mercado en términos de potencia anual instalada, pudiendo incluso superar a los parques eólicos en nuevos emplazamientos en tierra a partir de 2019 [57].

Como ejemplo de repotenciación nacional, cabe citar el parque eólico “Los Valles”, situado en Lanzarote, para el cual, la empresa Enel Green Power realizó un proyecto de repotenciación en 2006. El parque data del año 1991, y contaba con tecnología ya obsoleta, además de una tendencia de producción de marcado signo negativo en sus últimos años.

El parque antiguo tenía una potencia de 5.280 kW y se sustituyeron las numerosas máquinas antiguas por nueve aerogeneradores GAMESA G-52 de 850 kW cada uno, haciendo un total de 7650 kW (60 % más de potencia instalada) y consiguiendo a su vez un incremento de eficiencia del 75 % [52].

Además de los incrementos de potencia y eficiencia que se obtuvieron, se produjo una reducción considerable del impacto ambiental del parque, como

puede observarse en las siguientes Figura 3.14 y Figura 3.15 [52].



Figura 3.14: Parque eólico Los Valles antes de la repotenciación

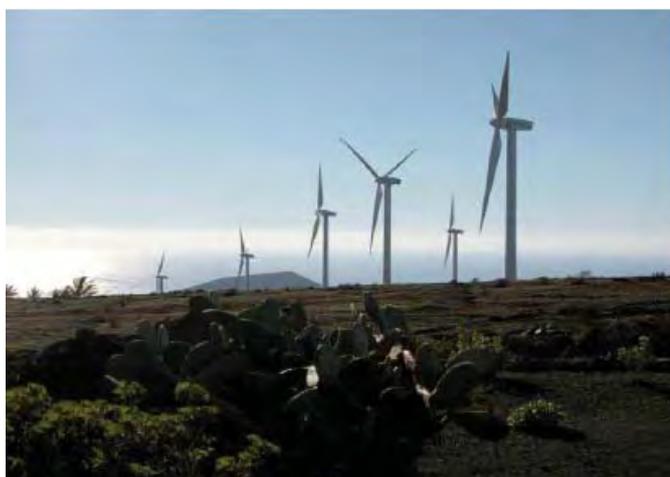


Figura 3.15: Parque eólico Los Valles tras la repotenciación

Otros parques repotenciados en Canarias son el de Carretera Arinaga una turbina Enercon E70 de 2.300 kW, Fuencaliente con tres turbinas Enercon E44 de 900 MW, Juan Adalid con dos turbinas Enercon E48 de 800 kW o el de Carretera Arinaga con una turbina Enercon E70 de 2,3 MW, la más grande instalada en la isla [58].

Además, en Tarifa se ha repotenciado el parque eólico EEE puesto en marcha en 1993 con 50 aerogeneradores Ecotecnia de 150 kW y 16 aerogeneradores Made de 180 kW, es decir, una con una potencia total de 10,230 MW y una producción media anual de 33.070 MWh [59]. La repotenciación se ha llevado a cabo con 16 turbinas Enercon E70 de 2 MW, es decir, una potencia total de 32 MW y una producción media anual de 73 GWh dado que la zona posee un recurso de viento muy alto, con una

velocidad media anual a 80 metros de altura de 8 m/s [60].

Otras de las grandes repotenciaci3nes llevadas a cabo en Espa1a esta representada por el parque e3lico PESUR, tambi3n en Tarifa. Originalmente el parque fue instalado, en 1992, con 150 aerogeneradores de 100 kW y 34 aerogeneradores de 150 kW [59]. Esta instalaci3n producía una media anual de 42.000 MWh gracias a su potencia instalada de 20 MW. Actualmente cuenta con 21 turbinas Enercon E70 de 2 MW, conformando una instalaci3n de 42 MW y una producci3n media anual de 96 GWh [61].

Generalizando, los parques con antigüedad superior a 15 a1os es interesante repotenciarlos lo antes posible, ya que 3ste tipo de parques es el que puede experimentar el mayor cambio, debido a que la tecnología instalada en ellos es la m3s antigua y disponen de los mejores emplazamientos e3licos.

La decisi3n de repotenciar debe ser analizada caso a caso por la complejidad de criterios, t3cnicos, econ3micos y legislativos que contempla, pero como regla general, los parques de antigüedad entre 10 y 15 a1os tambi3n puede ser interesante repotenciarlos ya que en dichos parques los aerogeneradores suelen estar ya amortizados y se pueden incluso reutilizar como aerogeneradores de segunda mano porque su vida 3til suele estar entre 20 y 25 a1os y adem3s pueden ser reacondicionados, dando as3 una oportunidad a pa3ses subdesarrollados a acceder a estas tecnologías con un coste menor.

Aquellos parques de menos de diez a1os o con máquinas instaladas de potencia superior a los 750 kW ser3 m3s recomendable hoy por hoy esperar unos a1os hasta un mayor desarrollo de la tecnología o un abaratamiento de costes que permita amortizar la nueva inversi3n realizada y obtener mayores rendimientos, porque si se hace una repotenciaci3n en un parque menor de diez a1os habr3a que cargar parte de los costes de la amortizaci3n en la repotenciaci3n, lo que reducir3a su rentabilidad [62].

3.1.6 Programas de extensión de vida

En materia de extensión de vida del aerogenerador, no existe legislación al respecto para hacer operar turbinas más allá de su vida original. En adelante, cuando se hable de extensión de vida, no esta referida a un aumento de la potencia al reacondicionar el aerogenerador, sino a la sustitución de las piezas más susceptibles de fallar por otras más modernas y que reducirán los costes de operación y mantenimiento a la par que alargan la vida de la máquina hasta los 30 años. Por lo tanto, al no llevar implícito un aumento de potencia, la extensión de vida no necesita una regulación al respecto, más allá de cumplir con las certificaciones oportunas de cada pieza sustituida.

La razón de que no se precise de una legislación al respecto es que la extensión de vida no supone un riesgo adicional para las personas, el medio ambiente, la integración en la red y demás aspectos relacionados con las modificaciones llevadas a cabo. Sin embargo, la opción opuesta a la extensión de vida, el llamado "Run to Fail" u operar hasta el colapso de la máquina, si supone un riesgo para las personas e incluso para el medio ambiente. Además, esta opción de operar hasta el fallo de la máquina, requiere de auditorias cada 6 meses y estas auditorias tienen un elevado coste que impide su viabilidad económicamente hablando.

Según [36], la extensión de vida ha de sustentarse en tres pilares fundamentales para ser viable a nivel técnico, más allá del beneficio económico que se pueda obtener de ella.

1. Modelo matemático: Es necesario un completo análisis estructural del camino que siguen las cargas en la turbina, comprobado con los vientos reales si es posible o con los vientos de certificación en su defecto. La obtención de un análisis a fatiga para el periodo de los 20-30 años ofrece la posibilidad de determinar cuales son los componentes de la máquina que acumulan más fatiga y por lo tanto, se pueden encontrar en situación crítica o incluso colapsar durante el

período extendido. El objetivo es por tanto, recalcular la vida remanente de los componentes críticos.

2. Experiencia operativa: Si el fabricante que va a llevar a cabo la extensión de vida posee una amplia experiencia operando máquinas, preferentemente las mismas que se pretenden extender, se pueden relacionar los resultados obtenidos de los modelos matemáticos, obteniéndose una valiosa ventaja y reduciendo el riesgo.
3. Sistema de monitorización: Es fundamental tener un sistema orientado a monitorizar aquellas zonas del aerogenerador que en los estudios realizados mediante los modelos matemáticos se han determinado como críticos para el período extendido.

El objetivo de la extensión de vida es utilizar las estructuras lo máximo posible en el período extendido. Los dos primeros pilares dan una indicación pero es necesario maximizar la utilización de los componentes y para ello se ha de tener sistemas de monitorización de las zonas críticas para detectar el comienzo de los comportamientos anómalos. Entonces, en ese preciso momento, se puede actuar y aplicar soluciones diseñadas con anterioridad, a ser posible, maximizando la usabilidad de los componentes.

Si las soluciones preventivas llegan tarde, es decir, hay daños severos, existen soluciones correctivas que, de igual manera, permiten extender la vida hasta los 30 años.

Si un propietario ha pensado en la extensión de vida como vía para continuar con la rentabilidad de su instalación, lo ideal es realizar una auditoria estructural a los 15 años para saber cual es la condición de la máquina y empezar, desde ese preciso momento, con el plan de extensión de vida, bien con soluciones preventivas, correctivas o simplemente monitorizando la evolución de sus componentes críticos a partir de los 15 años.

Como se ha comentado con anterioridad, no es necesaria una recertificación de diseño ni de tipo de la maquina pues no cambia ni la estructura ni las cargas, solo aumenta el periodo de utilización de la maquina. Sin embargo, es interesante una validación por parte de un tercero, que valide que el método utilizado en el análisis para ese periodo extendido y las soluciones y resultados aportados sean correctos.

La principal ventaja de la extensión de vida, es que se alarga el modelo de negocio hasta 10 años más. Teóricamente, las turbinas están diseñadas para operar 20 años por lo que un período extendido de 10 años supone un incremento considerable respecto al caso base que el propietario pretendía rentabilizar cuando obtuvo los permisos de explotación necesarios.

En el contexto actual que se vive en España, donde el régimen tarifario esta por cambiar y donde en los últimos años, las retribuciones a las renovables no han hecho más que recortarse, hay una gran incertidumbre acerca de la manera de seguir haciendo rentable la producción de energía eléctrica mediante esta tecnología. Como ya se ha comentado, la repotenciación de parques eólicos es una opción para continuar e incluso incrementar los beneficios obtenidos de la producción, pero para aquellos propietarios cuyo capital no sea suficiente para acometer una inversión de tanta envergadura, la extensión de vida les ofrece una segunda oportunidad para continuar generando beneficios en base a la inversión inicial. El activo que poseen sigue siendo rentable vía alargamiento de vida.

Como todo modelo de negocio, la extensión de vida conlleva unos riesgos, más aún considerando que esta opción ha comenzado a estudiarse no más de cinco años atrás con General Electric y Gamesa a la cabeza. Estos dos fabricantes son, en la actualidad, los únicos que ofrecen este servicio, centrándose el primero en máquinas producidas en sus factorías y ampliando su gama de servicios a otros fabricantes en el caso de Gamesa. Para minimizar el riesgo, el propietario ha de exigir al fabricante que va a llevar a cabo la extensión de vida, una garantía de disponibilidad que, actualmente, en el caso de Gamesa, se ve traducida en un mantenimiento

"Full Service".

Gamesa, en su catálogo de servicios de extensión de vida propone, al contratante, la siguiente distribución de los gastos de operación y mantenimiento, garantizando que, tras la inversión a mitad de la vida, es decir, a los 15 años, el parque tendrá unos costes de operación y mantenimiento estables hasta los 30 años e iguales a los de un parque con 10 años de vida.



Figura 3.16 [36]: Gastos de O&M del programa de extensión de vida Gamesa

Además, de igual manera que sucedía con la venta de aerogeneradores de segunda mano, cuando se piensa en extender la vida de una máquina, esta ha de pertenecer a un fabricante que continúe en el mercado, o en su defecto, que quien lo compró siga con la cadena de suministros. De una manera u otra, el fabricante que ofrezca un servicio de extensión de vida se ha de comprometer a ofrecer una certidumbre en el modelo de negocio desarrollado para el periodo extendido.

Otra de las ventajas de extender la vida de los aerogeneradores, es que el propietario conoce los costes asociados a la explotación del parque que no están relacionados con las máquinas, es decir, alquiler de terrenos, seguros, etc. Además, de igual manera se conocen los datos del viento y se sabe cual ha sido la rentabilidad del parque durante los años anteriores a la decisión de aumentar su vida. Los ingresos, con un contrato de "Full Service" no deberían verse reducidos y los costes del contrato de mantenimiento integral se conocen a priori, en el momento que el fabricante presenta su propuesta al propietario. En este caso, el propietario se

desligaría de todo riesgo, traspasándoselo al fabricante.

Por otra parte, ante la ventaja de seguir produciendo con una inversión más reducida que en el caso de la repotenciación, los costes de operación y mantenimiento se incrementan. Esto es debido a que los contratos de mantenimiento integral suponen hasta 15 c€/kWh [63]. Por otra parte, un estudio de Bloomberg asegura que en 2012 la media del coste de este tipo de contratos fue de 19.200 €/MW [64].

A nivel técnico, las ventajas que tiene la extensión de vida es que sufren un rediseño de sus componentes críticos para incorporar la tecnología más avanzada procedente de máquinas superiores, manteniendo así tanto la eficiencia como el rendimiento.

Según [36], el propietario de un parque eólico tiene cuatro opciones. Algunas de ellas se han comentado, pero profundizando en el aspecto económico, a nivel general, se tiene la siguiente comparación entre ellas:

1. Operar la máquina con un mantenimiento mínimo: rentabilidad alta a corto plazo pues no hay costes de mantenimiento pero alto riesgo de fallo prematuro de la máquina. Los ingresos y entonces la rentabilidad a medio plazo será muy baja. Esta opción puede ser incompatible con la extensión de vida ya ningún fabricante ofrecería una garantía de disponibilidad en un parque eólico en mal estado.
2. Seguir como hoy (run to fail): la rentabilidad del parque quedaría en entredicho pues no se podría realizar un repowering hasta que muchas máquinas fallasen. No obstante, quedaría un riesgo bajo controlado mediante inspecciones regulares pero que serían muy costosas. Esta opción es totalmente incompatible con la extensión de vida.
3. Repowering: Es la mejor opción en parques con factores de capacidad inferiores al 20% y que han consumido gran parte de la vida útil de sus aerogeneradores. Sin embargo, actualmente no se cuentan con

incentivos para apoyarlo, supone una inversión considerable y no es incompatible con un programa de extensión de vida.

4. Extensión de vida: Prosigue con la rentabilidad del parque a corto y largo plazo. Parte de las inversiones pueden ser incluidas en los gastos de operación y mantenimiento, se pueden garantizar condiciones de funcionamiento seguras para la estructura y los técnicos de campo gracias a los modelos matemáticos y la monitorización de los elementos estructurales de las máquinas.

Una de las condiciones primordiales para llevar a cabo una extensión de vida, es que la empresa que lo lleva a cabo tenga acceso al modelo aeroelástico de la máquina y al histórico de actuaciones que se han llevado en la misma. El mantenimiento realizado ha debido ser riguroso, con soluciones diseñadas para el largo plazo y no soluciones provisionales pensadas para operar en el corto plazo. Es por estos motivos que, actualmente, los fabricantes de las turbinas que se quieren someter a un programa de extensión de vida, sean los que las lleven a cabo. Dado que esta actividad, de garantizar la operatividad de los aerogeneradores durante un período extendido de 10 años más, es de carácter novedoso y muy reciente, los ISPs (Proveedores Alternativos de Mantenimiento) no están preparados para llevarla a cabo. La extensión de vida se fundamenta en las mejoras de software, la experiencia operativa y la experiencia en ingeniería, cosas que básicamente las tiene un fabricante.

En relación con los ISPs, cabe destacar que un programa de extensión de vida, a priori, sería menos costoso si el mantenimiento de los aerogeneradores durante los primeros 15 años ha sido llevado a cabo por el fabricante. El motivo es que los ISPs trabajan con contratos a corto plazo y solo los fabricantes están en disposición de ofrecer contratos de mantenimiento a 15 años vista. Esto permite planificar mejor las inversiones a realizar en las turbinas y de ahí que, a priori, el coste de la extensión de vida pueda reducirse.

Como se ha comentado anteriormente, la extensión de vida, a nivel técnico, debe aumentar la vida útil de los aerogeneradores y las dos formas de actuar son:

1. Reacondicionamiento: Este reacondicionamiento no ha de confundirse con el sentido clásico del mismo, ya que ha de realizarse en base al estado del arte actual, mejorando así las prestaciones del componente y no limitándose exclusivamente a una reparación.
2. Sustitución: De la misma forma que sucede con el reacondicionamiento, la sustitución de componentes no ha de limitarse a una sustitución "pieza por pieza" sino a la inclusión de componentes más avanzados tecnológicamente, empleados en máquinas más modernas y cuyo comportamiento a largo plazo este constatado mediante la experiencia operativa llevada a cabo con los mismos.

Los componentes más valiosos del aerogenerador, los llamados componentes críticos son en los que esta centrada la extensión de vida. Estos componentes son:

1. multiplicadora
2. generador
3. pala

Reparar no es lo mismo que reacondicionar y cuando se habla de sustitución se refiere a mejora, se da un valor añadido, se rediseña. Se ha de interpretar lo que ha pasado en un componente, se emite un informe de diagnóstico y se realizan las acciones necesarias para mejorar el funcionamiento y durabilidad. Los equipos de ingeniería inversa que tienen los fabricantes son los que analizan las causas del fallo y establecen los cambios de diseño necesarios para aumentar la fiabilidad.

Proyecto Safe Life Extension de la Comisión Europea para generar normativa y regulación para la extensión de la vida útil de instalaciones

industriales por encima de la vida útil de diseño es el mayor referente de que la extensión de vida es una realidad con un futuro por delante.

3.2 COSTES DE UN PARQUE EÓLICO

Aproximadamente el 75% del coste total de la energía esta asociado a la instalación eólica, es decir, aerogeneradores, cimentación, infraestructura eléctrica y demás. A diferencia de otros tipos de tecnología, la eólica no lleva asociados costes debidos al combustible, muy fluctuantes en el tiempo. Los únicos costes variables que representan un porcentaje significativo de los costes totales, son los de operación y mantenimiento. Otro tipo de tecnologías convencionales como las centrales térmicas de carbón o las de ciclo combinado, tienen asociado un 40-70% de costes variables, principalmente debidos al coste del combustible y a los costes de operación y mantenimiento [65].

3.2.1 Inversión inicial

La inversión necesaria para la realización de un parque eólico y de todas las estructuras asociadas al mismo, son la base para determinar la viabilidad económica del mismo. La realización de un proyecto normalmente conlleva un periodo de varios años desde la idea inicial hasta la fecha de puesta en marcha de la instalación, por lo que las estimaciones iniciales realizadas en la planificación del parque, suelen quedar obsoletas cuando se comienza su construcción.

Los aerogeneradores representan el mayor porcentaje del coste de la inversión inicial. En el PER 2005-2010 ya se indicaba que los aerogeneradores representaban casi tres cuartas partes de la inversión inicial, la instalación eléctrica el 17%, la obra civil el 5% y el 4% restante corresponde a costes varios como estudios preliminares, permisos, etc., situando el precio de la inversión necesaria para poner un parque eólico en funcionamiento en 920 €/kW en el año 2004. El PER 2011-2020 adjudica un

75% de la inversión inicial a los aerogeneradores, un 8% a la obra civil, un 15% a la instalación eléctrica que incluye la subestación y un 2% a costes de promoción. El precio de la inversión lo fija en el año 2010, para instalaciones de 50 MW, se indica para dos rangos:

1. 1.000 Euros por kW instalado para instalaciones con aerogeneradores de menos de 850 kW y 60 metros de altura, con multiplicador de tres etapas y generador asíncrono y en ubicaciones a menos de 5 km del punto de conexión.
2. 1.300 Euros por kW instalado para instalaciones con aerogeneradores de menos de 2,5 MW y 100 metros de altura, sin multiplicador pero con generador síncrono y en ubicaciones a menos de 20 km del punto de conexión.

Por supuesto, todo esto no son más que estimaciones ya que el precio del kW instalado varía según una gran cantidad de factores, siendo el más importante la distancia hasta el punto de conexión a la red, llegando en algunos casos a representar el coste de dicha conexión, un 15% del total [65].

Es interesante ver como los costes de la obra civil se han visto incrementados, debiéndose a que la evolución de la tecnología ha llevado a la instalación de máquinas con rotores de mayor tamaño y torres más altas, siendo necesaria una mayor inversión en obra civil. A su vez, el coste del kW instalado se ha visto incrementado durante este periodo, principalmente debido a la mayor sofisticación de los aerogeneradores. Sin embargo, esta mayor sofisticación conlleva una mayor garantía de disponibilidad que, como ya se ha comentado antes, alcanza el 98% de media en Europa.

La EWEA, hace un estudio más detallado de la distribución de los costes necesarios para la puesta en marcha de un parque eólico en Europa, basándose en datos de parques eólicos en funcionamiento con turbinas de 2 MW, instalados en 2006. El reparto es el mostrado en la Tabla 3.3 [65]:

	Miles de €/MW	%
aerogenerador	928	75,6
conexión a la red	109	8,9
cimentación	80	6,5
alquiler de terrenos	48	3,9
instalación eléctrica	18	1,5
consultoría	15	1,2
financiación	15	1,2
obra civil	11	0,9
sistemas de control	4	0,3
total	1227	100

Tabla 3.3: Coste de inversión infraestructura típica con máquinas de 2 MW

AEROGENERADORES

Actualmente, la mayor parte de las turbinas eólicas que los fabricantes tienen en sus catálogos se encuentran dentro de un rango de potencia nominal de hasta 3,5 MW. Algunas excepciones, excluyendo las turbinas offshore, las representan turbinas como la Enercon E-126 de 7.580 kW o las Gamesa G-128 y G-132 de 5 MW. Sin embargo, los dos grandes fabricantes que se han estado disputando el primer puesto en número de ventas durante 2013, General Electric y Vestas, no presentan entre sus soluciones onshore, turbinas de más de 2,5 MW y 3,3 MW respectivamente. Lo mismo sucede con los otros dos grandes fabricantes que faltan para completar la lista, ya que tanto Siemens como Senvion (ex Repower) no ofrecen soluciones de más de 3 MW y 3,4 MW respectivamente. Sin embargo, a pesar del alto grado de sofisticación que sus tecnologías han alcanzado, los precios por MW, durante los últimos 15 años han descendido, gracias a la progresiva mejora del sistema de producción en serie. A mediados de la década de los 80, las primeras turbinas fabricadas en serie e instaladas en EEUU y Dinamarca tenían un coste aproximado de 4.000 €/kW. Este precio ha descendido hasta situarse, aproximadamente, en los 800 €/kW, haciendo que la producción de energía mediante esta tecnología sea cada día más interesante, desde el punto de vista económico [63].

Estimar el precio exacto de un aerogenerador para la evaluación económica de un parque eólico, sin los precios dados por el fabricante, es una tarea

muy complicada. Los precios de los aerogeneradores no solo varían en función de sus costes de fabricación, sino que están sujetos a las variaciones del mercado. Por este motivo, una estabilización del mercado eólico a largo plazo, sería muy interesante a la hora de realizar una estimación fiable del coste de las máquinas, tanto para los compradores como para los fabricantes.

Para estimar el coste de un aerogenerador lo primero que se ha de estudiar son los parámetros de referencia. Los parámetros de referencia serán aquellos de los que el coste del aerogenerador es altamente dependiente. Los sistemas convencionales de generación de energía, emplean la potencia nominal como un parámetro significativo para indicar el rendimiento específico de un sistema. En efecto, los costes de fabricación y operación, así como la producción de energía de reactores, turbinas y motores es directamente dependiente de la potencia nominal. Por lo tanto, emplear el "coste por kW" es adecuado en estos casos. Sin embargo, hablando de energía eólica, se ha de tener en cuenta que la fuente empleada, el viento, tiene una densidad muy baja antes de que la máquina pueda convertirlo en energía útil. Esto significa que el coste está determinado por el tamaño del colector de energía, es decir, del rotor del aerogenerador, que además determinará la cantidad de energía producida. El hecho de que un aerogenerador tenga una potencia nominal muy alta es un beneficio solo en el caso de que el rotor sea capaz de enviar al generador una gran cantidad de energía. Por lo tanto, relacionar los costes de fabricación con el tamaño del colector, es decir, el área barrida por el rotor es lo adecuado, utilizando la potencia nominal solo cuando sea necesario. Por otra parte tenemos la torre que sustenta el rotor, generalmente relacionada con el diámetro del mismo y considerado el tercer parámetro más significativo para la determinación del coste de una turbina eólica, después de los ya comentados, es decir, área de barrido y potencia nominal [63].

Siguiendo la justificación anteriormente descrita se la siguiente metodología, desarrollada por el Wind Partnership for Advanced Component Technology (WindPact) para el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en su

informe técnico [66]. La metodología de cálculo del coste de una turbina eólica es la descrita a continuación, donde todos los costes calculados están expresados en Dólares americanos y los pesos de los componentes en kilogramos.

Para el cálculo del coste de las palas se consideran dos diseños distintos, el "clásico" (baseline design) y el "avanzado" (advanced design). El diseño "clásico" corresponde a una pala estándar cuyo componente principal es la fibra de vidrio. Este diseño clásico de palas distribuye el flujo de aire desde la punta hasta el extremo unido al buje, a través de la parte frontal de la misma. El diseño avanzado corresponde a una pala de menor peso debido a la adición de fibra de carbono y que además, distribuye el flujo de aire desde la punta hasta el extremo unido al buje, por ambos lados. La metodología indica que no es recomendable emplear un diseño de pala avanzado para rotores menores de 100 metros de diámetro.

En la Figura 3.17 [66] se observa el coste de la pala en función del radio del rotor:

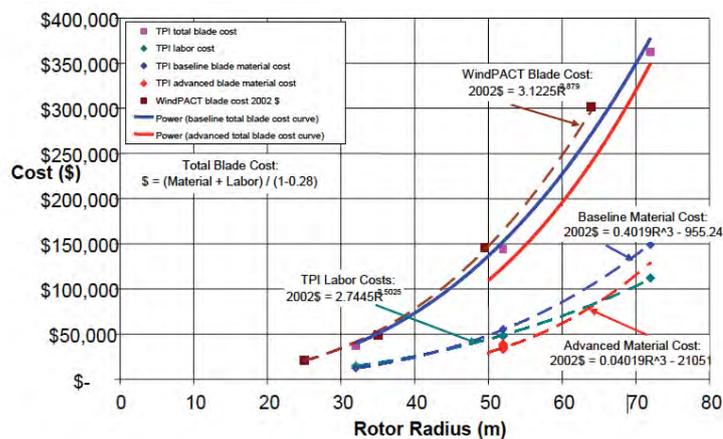


Figura 3.17: Precio de la turbina según radio del rotor

El coste unitario para un diseño clásico de pala es el siguiente:

$$coste = [(0,4019 * R^3 - 955,24) * BCE + 2,7445 * R^{2,5025} * GDPE] / (1 - 0,28)$$

El coste unitario para un diseño avanzado de pala sería:

$$\text{coste} = [(0,4019 * R^3 - 21051) * BCE + 2,7445 * R^{2,5025} * GDPE] / (1 - 0,28)$$

Ambas expresiones representan el coste en Dólares americanos, siendo R el radio del Rotor. El BCE es un coeficiente que representa el porcentaje de masa que representa la fibra de vidrio de las palas. El BCE se tomará del 60% para un diseño clásico y del 61% para un diseño avanzado. el GDPE, el factor corrector del precio de la mano de obra y será igual a la variación del PIB en base al año 2002.

Para el coste del eje, la metodología empleada nos indica las dos expresiones siguientes:

$$\text{peso del eje} = 0,9454 * (\text{peso palas} / \text{peso unitario pala}) + 5680,3$$

$$\text{coste del eje} = \text{peso del eje} * 4,25$$

En relación al mecanismo de orientación de las palas tenemos la siguiente expresión, valida para rotores de tres palas:

$$\text{coste sistema orientación palas} = 2,28 * (0,2106 * 2R^{2,6578})$$

Para estimar el coste del buje se emplean las siguientes ecuaciones:

$$\text{masa buje} = 18,5 * 2R - 520,5$$

$$\text{coste buje} = 5,57 * \text{masa buje}$$

En la metodología empleada se estima el coste del eje de baja velocidad. A la hora de calcular el coste de la turbina, si se ha considerado un tren directo o de una sola etapa, no se tendrá en cuenta este coste. La expresión es la siguiente:

$$\text{peso eje baja velocidad} = 0,0142 * 2R^{2,888}$$

$$\text{precio eje baja velocidad} = 0,01 * 2R^{2,887}$$

Para el calculo del coste de los rodamientos principales, la expresión es la siguiente, donde el coste esta calculando considerando iguales el coste de los rodamientos y de la carcasa:

$$\text{peso rodamientos} = (2R * 8/600 - 0,033) * 0,0092 * 2R^{2,5}$$

$$\text{coste rodamientos} = 2 * \text{peso rodamientos} * 17,6$$

La caja multiplicadora y el generador son por lo general los componentes más complicados de estimar. Hay muchos tipos de diseños de cajas multiplicadoras, sin embargo, en la metodología anteriormente indicada solo se indican cuatro diseños tipo.

1. Helicoidal de tres etapas:

$$\text{coste} = 16,45 * P^{1,249}$$

2. Etapa única con generador de media velocidad:

$$\text{coste} = 74,1 * P^{1,00}$$

3. Controlador multiruta con varios generadores:

$$\text{coste} = 15,26 * P^{1,249}$$

4. Tren directo: este diseño no incluye caja multiplicadora.

En las expresiones anteriores P a la potencia nominal, en kW, de la turbina.

Para calcular el coste del generador tendremos en cuenta los mismos diseños.

1. Helicoidal de tres etapas:

$$\text{coste} = 65 * P$$

2. Etapa única con generador de media velocidad:

$$\text{coste} = 54,73 * P$$

3. Controlador multiruta con varios generadores:

$$\text{coste} = 48,03 * P$$

4. Tren directo:

$$\text{coste} = 219,33 * P$$

Para el cálculo del coste del freno mecánico y sus componentes asociados se hará uso de la siguiente expresión:

$$\text{coste} = 1,9894 * P - 0,1141$$

El convertidor de potencia tendrá un valor estimado según indica la siguiente expresión:

$$\text{coste convertidor} = P * 79$$

El coste del sistema de orientación del buje lo determina la siguiente expresión:

$$\text{coste orientación buje} = 2 * (0,0339 * R^{2,964})$$

El diseño del bastidor será función del tipo de caja multiplicadora y generador elegido ya que cada uno distribuye la carga de una manera. Para cada diseño, los costes asociados al bastidor son los siguientes:

1. Helicoidal de tres etapas:

$$\text{coste} = 9,489 * 2R^{1,953}$$

2. Etapa única con generador de media velocidad:

$$\text{coste} = 303,96 * 2R^{1,067}$$

3. Controlador multiruta con varios generadores:

$$\text{coste} = 17,92 * 2R^{1,672}$$

4. Tren directo:

$$\text{coste} = 627,28 * 2R^{0,85}$$

Al coste del bastidor se le debe añadir el de la plataforma y las barandillas que es una fracción de la masa del mismo. A su vez, el peso de las barandillas y la plataforma son una fracción del peso del bastidor. A continuación, las expresiones del peso en función de cada diseño:

1. Helicoidal de tres etapas:

$$\text{masa} = 2,233 * 2R^{1,953}$$

2. Etapa única con generador de media velocidad:

$$\text{masa} = 1,295 * 2R^{1,953}$$

3. Controlador multiruta con varios generadores:

$$masa = 1,721 * 2R^{1,953}$$

4. Tren directo:

$$masa = 1,228 * 2R^{1,953}$$

El peso de las barandillas y coste de las barandillas y plataforma será:

$$masa = 0,125 * masa\ bastidor$$

$$coste = 8,7 * masa$$

El coste de las conexiones eléctricas así como del cableado interior de la torre y los interruptores es:

$$coste\ conexiones\ electricas = 40 * P$$

El coste del sistema hidráulico y del sistema de refrigeración es el siguiente:

$$coste\ sist.\ hidraulico\ y\ refirg. = 12 * P$$

Para calcular el coste de la caja de la góndola se empleara la siguiente expresión:

$$coste\ gondola = 11,537 * P + 3849,7$$

El calculo del coste de las torres supone que las mismas son tubulares y fabricadas de acero. Se definen dos tipos de torres según el diseño, que puede ser "clásico" y "avanzado". En la metodología se señala que el diseño

avanzado es para torres de más de 100 metros, ya que el coste de transporte y su levantamiento es mayor, reflejándose por lo tanto en la expresión correspondiente. El coste de la torre será función de su altura y del área de barrido del rotor. El área de barrido del rotor es el parámetro empleado para estimar la masa de la torre como se muestra en la Figura 3.18 [66]

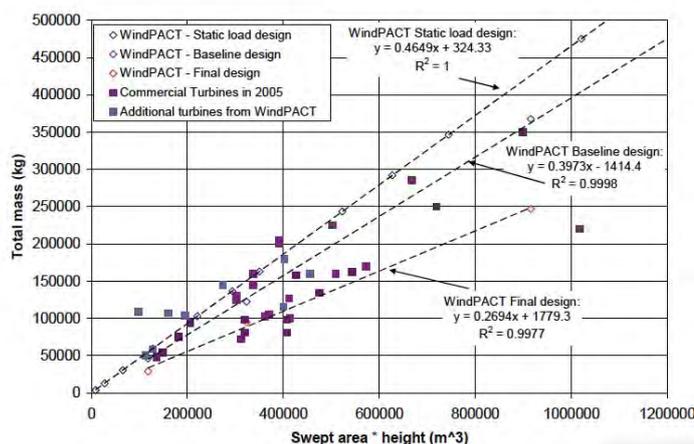


Figura 3.18: Estimación del peso de la torre en función del área barrida.

De esta manera tenemos las siguientes expresiones para el peso de la torre en función del diseño elegido:

$$\text{peso diseño clasico} = 0,3973 * A * H_{buje} - 1414$$

$$\text{peso diseño avanzado} = 0,2694 * A * H_{buje} + 1779$$

Siendo el coste de la torre:

$$\text{coste} = 1,5 * \text{peso}$$

Como se ha indicado, el calculo de los costes difiere en función de si el tipo de turbina considerada tiene caja multiplicadora o si por el contrario, no la tiene pues hace uso de un tren directo. La mayoría de los fabricantes aún prefieren un diseño convencional con caja multiplicadora entre el rotor y el generador. El peso de un buje con multiplicadora es menor que sin ella, ya que el peso del generador en el caso de un tren directo, es mucho mayor

que el estándar. Por lo tanto, hablando de costes de fabricación, el ahorro de material se ve reflejado en una reducción de los mismos. Las turbinas con tren directo de Enercon, han sido un referente en la industria de los últimos 15 años. Siemens, algunos nuevos fabricantes y la industria de la minieólica han dado pequeños pasos en el desarrollo de esta tecnología, sin alcanzar en ningún momento el nivel de sofisticación del fabricante Alemán. Este tipo de solución, no destaca por ser la más compacta en términos de dimensiones y además, el coste de sus componentes es un 5% [63] más elevado que la solución con caja multiplicadora. Sin embargo, su principal ventaja es la reducción de los costes de operación y mantenimiento a largo plazo, ya que como se ha visto anteriormente, el 22% de las horas de parada de un aerogenerador son debidas a la caja multiplicadora.

Finalmente, a modo de referencia para cálculos posteriores, se muestra la Tabla 3.4 [67] con los precios orientativos de los aerogeneradores comerciales, en 2012, en función de su potencia nominal:

Potencia (kW)	Precio (€)	Precio (€/kW)
850	750.000	882
1.500	1.500.000	1.000
2.000	2.200.000	1.100
2.500	2.800.000	1.120
3.000	3.300.000	1.100

Tabla 3.4: Coste de aerogeneradores según su potencia unitaria

Los precios anteriormente indicados incluyen suministro, montaje e instalación del aerogenerador.

ADQUISICIÓN DE PERMISOS Y ESTUDIOS PREVIOS

Cuando una compañía eléctrica o un particular decide desarrollar un parque eólico en una región, lo primero suele ser hablar con los dueños de los terrenos que se prevén ocupar y con las autoridades responsables de conceder las licencias a nivel local. En el proceso de adquisición de licencias y terrenos, se ven apoyados por los representantes de los principales

fabricantes de turbinas a gran escala y por los proveedores de los materiales y maquinaria necesaria para la construcción de toda la infraestructura.

Los estudios necesarios para la realización del proyecto, una vez que se ha determinado la localización del mismo, el aerogenerador a instalar, la cimentación, los caminos de acceso y la conexión a la red, son muchos y muy variados. Entre estos estudios imprescindibles para la proyección de un parque eólico se encuentran los de evaluación del recurso del viento, el diseño del layout del parque eólico, estudios geológicos, etc.

Naturalmente, el coste de adquisición de los permisos es variable en función de la localización del proyecto. Así, según [63], el rango en el que se sitúan estos costes en Europa a lo largo de los últimos años es de 70-140 €/MW. Por otra parte, el PER 2011-2020 los engloba dentro de "costes varios" asignándoles un valor porcentual del 2% de la inversión inicial y donde se incluyen los costes relativos a los estudios realizados, así como los costes de ingeniería y dirección de obra. En España, estos costes se desglosan de la siguiente forma [67]:

- Impuesto de construcciones, instalaciones y obras: Depende del ayuntamiento pero representa en torno a un 2,5% de la inversión inicial excluyendo el coste de los aerogeneradores.
- Tasa por licencia de obras: También depende del ayuntamiento y representa aproximadamente un 0,6% de la inversión inicial excluyendo el coste de los aerogeneradores.
- Tasas administración energética: Depende de la Comunidad Autónoma. Se deduce del coste de la inversión inicial excluyendo la obra civil, es decir, solo se computa la parte electromecánica. Como ejemplo, en la Comunidad Valenciana se aplica una tasa de 10,8 € por cada 6.011 € de presupuesto en la parte electromecánica.

- Cuota de sostenibilidad: Representa un 2% de la inversión inicial excluyendo el coste de los aerogeneradores.
- Compensaciones urbanísticas: Se estima un coste de 25.000 € por aerogenerador instalado.
- Licencia de actividad: Gestionada por el ayuntamiento, se estima su coste en unos 12.000 € por parque.
- Ingeniería: Redacción de proyectos, dirección de obra, coordinación en seguridad, planes urbanísticos, estudios de impacto ambiental, etc. Se estima su valor en un 1% del total de la inversión inicial para la puesta en marcha de la instalación.

La metodología [66] desarrollada anteriormente, estima el coste de diseño en US\$, es decir, ingeniería y permisos, según la siguiente expresión:

$$\text{coste} = P * (9,94E - 4 * P + 20,31)$$

INFRAESTRUCTURAS

Por infraestructuras se entiende todas las instalaciones necesarias para montar y operar un parque eólico. Estos costes varían en relación a muchos factores como el tipo de terreno de la localización elegida, de la distancia existente al punto de conexión con la red o incluso del coste de las empresas locales involucradas en la construcción del parque.

- Cimentaciones

El coste de las cimentaciones esta determinado por el tamaño de la turbina y por la composición geológica del terreno. Además, el diseño de la turbina también puede ser determinante, concretamente de su sistema de regulación ya que los aerogeneradores regulados por pérdida aerodinámica

(stall controlled) generan cargas en condiciones de viento extremas que aerogeneradores con regulados por cambio del ángulo de paso (pitch controlled) y por lo tanto su cimentación será más costosa.

En relación a la naturaleza del suelo, los flujos de agua serán determinantes a la hora de considerar los costes de la cimentación. Así nos encontramos con las llamadas "cimentaciones flotantes", mucho más voluminosas y por tanto más costosas. La instalación de parques eólicos en zonas costeras requiere, en algunos casos, la utilización de "cimentaciones por pilotes" que llegan a una profundidad de hasta 25 metros e incrementan el valor de la cimentación en un 40-50% en comparación con las cimentaciones normales.

Según [66], los costes habituales de una cimentación para una turbina con un rotor de 82 metros de diámetro, 80 metros de altura de la torre y una potencia de 2 MW son de 35 €/kW para una cimentación estándar y de 54 €/kW si se hace uso de pilotes.

La metodología anteriormente descrita para el cálculo del precio del aerogenerador, realiza una estimación del coste de la cimentación teniendo en cuenta que el momento de vuelco de la torre es directamente proporcional al área barrida por el rotor por la altura del buje. De esta manera, el coste, en US\$, de la cimentación es el correspondiente a la siguiente expresión:

$$\text{coste cimentación} = 303,24 * (H_{\text{bujes}} * A)^{0,4037}$$

De igual manera, establece el coste, en US\$, de transporte de la cimentación y del aerogenerador:

$$\text{coste transporte} = P * (1,501E - 5 * P^2 - 0,0375 * P + 54,7)$$

Finalmente, según [67], el precio estimado de una cimentación de 14x14x1,6 metros es de 50.000-60.000 €.

- Sistema de accesos y obra civil

No solo han de considerarse los costes de los viales de acceso, sino también los costes derivados de adecuar el terreno y estabilizarlo para la maquinaria pesada necesaria para la instalación. En condiciones normales, estos costes representan el 1-2% de los costes de la inversión inicial pero en terrenos complejos pueden llegar a superar el 5% [63]. En numerosas ocasiones, estos costes se incluyen en los costes de las cimentaciones o en los costes de instalación, por lo que es muy difícil cuantificarlos.

Según [67] se deben distinguir los viales de acceso y los viales interiores del parque ya que sus dimensiones son distintas. El coste de los viales de acceso dependerá de si se debe actuar para su adecuación a la obra. En el caso de los viales interiores, el coste estimado es de 100-200 €/m. En cuanto a los costes de instalación de los aerogeneradores, se estima 10.000-12.000 € es suficiente para el alquiler de la plataforma de montaje, coste a multiplicar por el número de aerogeneradores. Por supuesto, la plataforma varía en función del tamaño del aerogenerador pero el coste anteriormente estimado debería ser suficiente para una plataforma de hasta 40x44 metros.

En la metodología desarrollada por [66], la estimación para el coste, en US\$, de la maquinaria y la obra civil es la siguiente:

$$\text{coste obra y maq.} = P * (2,17E - 6 * P^2 - 0,0145 * P + 69,54)$$

Y para el coste, en US\$, de instalación y ensamblaje de las piezas, por aerogenerador:

$$\text{coste instalación} = 1,965 * (Hbuj e * 2R)^{1,1736}$$

- Cableado interno

El cableado interno, es decir, las conexiones desde una turbina a las otras, normalmente consiste en cables enterrados de 20 kV y 50 mm² de sección. Generalmente el cableado es de cobre, lo cual aumenta el coste del mismo pero minimiza las pérdidas. El coste del cableado varía de los 35-45 Eur./m [63]. Para la estimación de la longitud de los cables, se calcula la distancia media entre aerogeneradores y se multiplica por un coeficiente de 1,25. Según [67] el valor estimado es de 100-120 €/m considerando también el coste de la fibra óptica necesaria para los conductores del telemando, siendo estos valores bastante parejos a los indicados anteriormente.

Además, hay que tener en cuenta la obra civil necesaria para la excavación de la zanja que aloja el cableado, la arena necesaria en caso de ser directamente enterrado o el coste del tubo corrugado de 200mm, en el caso de ser una canalización bajo tubo. En el trabajo [68], se encuentra una recomendación de 25 €/m.

- Conexión a la red

Los costes de conexión de las turbinas eólicas a la red están principalmente determinadas por la distancia hasta el punto de conexión y el voltaje de la red a la que se conecta. La distancia hasta el punto de conexión puede invadir propiedades fuera de los límites del parque eólico y el voltaje de la red local vendrá determinado por el operador de la misma.

Hasta el punto de transferencia, se encuentre o no dentro de los límites del parque eólico, el propietario del mismo debe pagar los costes de la instalación eléctrica. Los costes para una red de medio voltaje (20-30 kV) son del orden de 40 €/m. Para alto voltaje (110-150 kV) son del orden de 105-145 €/m [63]. El coste es muy superior al del cableado interno del parque eólico debido a que toda la energía producida debe ser transmitida y por lo tanto, las secciones de los cables, generalmente de cobre y enterrados, serán mayores.

Además, será necesaria la instalación de una subestación transformadora

para la conexión a la red de alto voltaje. Una subestación típica de 40-50 MW tiene un coste asociado de 20.000-35.000 €/MW [63]. Al considerar el coste de la subestación, se debe tener en cuenta que los tamaños de transformador están estandarizados y posiblemente, no encajen a la perfección con los requerimientos del parque eólico, siendo en algunos casos, sobredimensionados en tamaño. Para parques eólicos de gran envergadura, de más de 100 MW, se requieren transformadores con un diseño específico que generalmente requieren largos periodos cercanos a los 12 meses para su fabricación, envío y puesta en marcha.

La metodología seguida por [66], estima el coste, en US\$, del cableado interno, cableado de conexión a la red y transformador, por aerogenerador instalado, mediante la siguiente expresión:

$$\text{coste} = P * (3,49E - 6 * P^2 - 0,0221 * P + 109,7)$$

OTROS COSTES DE ORGANIZACIÓN

- Compensación ecológica

Estos costes han de ser considerados para proyectos de gran envergadura y cubrirá los costes de actuación sobre la fauna y la flora que se deban de llevar a cabo como consecuencia de la instalación del parque eólico. En países como Alemania, se ha de elaborar un informe detallado con las medidas que se han de tomar, debiéndose pagar un porcentaje fijo de la inversión inicial para sufragar los costes de dichas medidas. Según [67] este coste es de 2.500 € por aerogenerador y a realizar en un solo pago.

- Seguridad y Salud

Esta partida se considera única para la construcción de un parque eólico y es independiente de la potencia instalada. Su coste es de 25.000 € [67].

- Arrendamiento de tierras durante la fase de construcción

El coste de alquiler de las propiedades que se van a invadir durante la construcción del parque eólico pero que, a posteriori no formaran parte de los límites del mismo, se deben establecer con los propietarios antes de comenzar las obras. Por este motivo, se incluirán dentro de los costes de la inversión inicial.

3.2.2 Costes de operación y mantenimiento

MANTENIMIENTO Y REPARACIONES

- Garantías y servicios de mantenimiento

No existe una regulación en relación al periodo de garantía que debe ofrecer el fabricante de una turbina eólica. Habitualmente, los fabricantes ofrecen un periodo de garantía de dos años llegando a extender, en algunos casos, este periodo de garantía un año más si el cliente contrata un servicio de mantenimiento integral con el mismo fabricante.

Prácticamente todos los fabricantes ofrecen un servicio de mantenimiento para las turbinas eólicas que suministran. Los contratos ofrecidos varían en función de los servicios que incluyen, desde el más sencillo que podría consistir en un mantenimiento rutinario, prescrito a intervalos concretos, hasta el más completo que cubriría el mantenimiento integral de todas las turbinas del parque eólico.

Por lo tanto, y en general, los dos primeros años de la vida útil del aerogenerador, los costes de mantenimiento del mismo son considerados nulos.

- Contratos estándar de mantenimiento

Según [63], en el año 2.000, un contrato básico de mantenimiento que incluye los mantenimientos rutinarios prescritos para una turbina eólica, tienen los siguientes costes en función del tamaño del aerogenerador:

- 200-300 kW: 3.000-4.000 €/año
- 500 kW: 4.000-5.000 €/año
- 2 MW: 15.000-20.000 €/año

Los materiales de operación y las grandes piezas de repuesto, si no se encuentra en el periodo de garantía, tienen un coste del 0,8-1% del coste de fabrica del aerogenerador.

- Recambios para reparaciones

Los contratos de mantenimiento generalmente no cubren las reparaciones más graves y los seguros contratados no son validos para cualquier tipo de fallo, por lo que el propietario del parque eólico debe tener disponible una cierta cantidad de repuestos para las reparaciones más importantes. Las estimaciones realizadas en [63] fijan esta cantidad, según datos de diferentes parques eólicos, en un 0,5-1% anual del coste de fabrica del aerogenerador.

- Contratos de mantenimiento integral

La mayoría de los fabricantes ofrecen contratos de mantenimiento integral hasta los 15 años de vida del aerogenerador. Estos contratos incluyen la garantía de que la máquina estará en condiciones aptas para su operación durante todo el periodo contratado, como por ejemplo el "Partnership Concept" de Enercon. El coste de este tipo de contratos es de hasta 0,021 €/kWh [63] y no incluyen, por lo general, el recambio de grandes componentes del aerogenerador, únicamente su reacondicionamiento en caso de que sea posible. En una instalación nueva, con un promedio estándar de 3.000 horas de funcionamiento, el importe de estos contratos

ascendería aproximadamente a 65.000 €/MW. Sin embargo, un estudio reciente de Bloomberg sobre contratos de mantenimiento integral (incluyendo mantenimiento programado y no programado, así como los repuestos) de 38 ofertantes líderes en el sector, 104 contratos analizados, 24 mercados y una cobertura de 5,3 GW instalados, indica que los costes en 2012, de este tipo de contratos, han sido de 19.200 €/MW, un 38% más bajos que en 2008 cuando suponían, de media, 30.900 €/MW. A su vez, también se indica que la disponibilidad media fue del 97% y que la duración media de los contratos fue de 6,9 años.

SEGUROS

El propietario de un parque eólico tratara, normalmente, de cubrir los riesgos financieros asociados con la operación de las turbinas, en función de lo posible, mediante la contratación de seguros. La cobertura del seguro requiere de personal experto, particularmente con un tipo de tecnología que esta en fase de probar que es fiable a largo plazo. Actualmente, los seguros disponibles son los siguientes:

- Seguro de responsabilidad

Este seguro, con carácter de indispensable, cubre los riesgos contra reclamaciones por daños a terceros, bien en relación a personas como a propiedades, que pueden ser causados por la operación del parque. Su cuantía, en función de la potencia instalada en el parque, no excede los 800 €/año para las instalaciones más grandes [63].

- Seguro contra rotura de las máquinas

Este seguro cubre las partes más importantes y más susceptibles de fallo de la máquina. Su contratación es una practica cada vez más habitual hoy en día. Sin embargo, el propietario no puede esperar que este seguro cubra interminablemente todas las reparaciones en el caso de que se den una inusual acumulación de ellas en una máquina o en varias.

El coste de este tipo de seguros es aproximadamente un 0,5% del coste de fabrica del aerogenerador [63].

- Seguro de perdidas de beneficios

Este tipo de seguros cubren las perdidas generadas de las paradas causadas por un fallo técnico o una interrupción de la operación no atribuida al propietario del parque. El coste de estos seguros son del 0,5% anual de los ingresos obtenidos por la venta de energía eléctrica o aproximadamente el 0,05% del coste de fabrica de la turbina [63].

OTROS COSTES DE OPERACIÓN

Además de los costes de mantenimiento y reparación y los seguros, hay otros costes de operación que han de ser considerados para un completo calculo de los costes variables de un parque eólico.

- Alquiler de terrenos

El coste de alquiler de terrenos es muy variable. Depende de las circunstancias locales, del tamaño de las turbinas y del recurso eólico presente. Por ejemplo, en Alemania, los precios para las mejores localizaciones en 2010 era de un 6-8% de los ingresos obtenidos por el parque mediante la venta de energía eléctrica. Además, normalmente se debe hacer frente a un pago adicional, correspondiente a la comunidad local ya que muchas regiones requieren una compensación por los inconvenientes ocasionados durante el periodo de construcción y operación [63].

Según [67], el coste de la ocupación de terrenos supone 2.000 Euros anuales por aerogenerador y 1,20 €/m² de camino o zanja y 3,6 €/m de línea eléctrica que atraviesa el terreno.

Es muy complejo poner un precio al alquiler de terrenos, pero sirve de ayuda pensar que el coste del alquiler nunca ha puesto en riesgo la viabilidad económica de un parque eólico.

- Gastos de administración

La operación de una instalación eólica con una inversión de gran envergadura y unos ingresos tan significativos, no es posible sin un coste de gestión. Realizar los balances financieros, distribución de los beneficios, pago de impuestos, consultoría legal, etc. tiene un coste estimado del 1-2% del ingreso anual obtenido por el parque eólico.

En la Tabla 3.5, a modo de resumen, se muestra la distribución de los costes variables para una turbina de 2 MW según [63]:

	% coste turbina	% ingresos
contratos de mantenimiento	1-1,20	5-6,5
piezas de recambio	0,5-0,8	3-5
seguros	0,5-0,6	3-3,5
alquiler de terrenos	1-1,5	6-8
administración	0,3-0,6	2-3
varios	0,2-0,3	1-1,5
total	3,5-5%	20,27,5

Tabla 3.5: Reparto de costes variables de explotación de un parque eólico

Según el PER 2011-2020, el coste de operación y mantenimiento medio en España para el año 2010 en instalaciones onshore ascendía a 45.000 €/MW anuales desglosados de la siguiente manera:

- Entre 9-12 c€/MWh de mantenimiento de los aerogeneradores.
- 0,75% de la inversión inicial en pago de seguros.
- Entre 4.000-5.000 €/MW por alquiler de terrenos.
- 6.000 €/MW en gastos de administración.
- 1.200 €/MW de mantenimiento de la instalación eléctrica.
- 3.000 €/MW en pago de tasas.

3.3 INGRESOS DE UN PARQUE EÓLICO

Para entender el sistema de ingresos de un parque eólico en España, es necesario describir y comprender en detalle la legislación vigente. Actualmente y como se describe a continuación, no es fácil realizar una estimación de los ingresos que puede percibir un parque eólico debido fundamentalmente a la incertidumbre creada por los futuros cambios legislativos que se prevén, tras la publicación del RD 2/2009 y RD-Ley 9/2013.

El 13 de Julio de 2013 se publicó el RD-Ley 9/2013 por el que se adoptaban medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que afecta al sistema de retribuciones de las instalaciones de producción con derecho a régimen económico primado, entre ellos la eólica.

Se derogan los RD que regulaban las primas a las renovables y el Gobierno aprobará un nuevo RD de regulación del régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con retribución primada. Según describe el RD-Ley 9/2013 se establecerá un nuevo modelo en base a la obtención de una "rentabilidad razonable".

Adicionalmente a la retribución por la venta de energía generada según el precio del mercado, las instalaciones podrán percibir una prima específica en función de las llamadas "instalaciones tipo". Esta prima se prolongará a lo largo de la vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa "eficiente y bien gestionada". Esto significa que, en el caso de ser necesario una prima porque los costes de inversión no se han recuperado en el mercado, se valorará la gestión llevada a cabo por la empresa.

Hasta la publicación del nuevo RD y sus disposiciones, se seguirán abonando las primas como anteriormente, y una vez establecido el nuevo régimen retributivo, se realizarán los cargos u abonos generados en las

liquidaciones posteriores. Lo que no se seguirá pagando, en el caso de que le correspondiese a la instalación, es el complemento por eficiencia y la bonificación por energía reactiva, suprimidos ambos en el RD 9/2013.

Por lo tanto, el RD-Ley 9/2013 no regula el nuevo sistema de retribución, solo establece las líneas futuras para hacerlo. Sin embargo, algunas de las líneas marcadas parecen bastante definitivas, como es el caso del tiempo de retribución, fijado en 10 años y que por tanto deja sin prima a los parques eólicos anteriores a 2005 que realizaron sus estimaciones en base a una Obligaciones del Estado a 20 años.

Teniendo en cuenta las primas establecidas en el RD 661/2007, el sistema de retribución ofrecía dos opciones:

- Una tarifa fija de 73,228 €/MWh en 2007 durante 20 años.
- Una prima variable, con una prima de referencia de 29,291 €/MWh en 2007 durante 20 años.

Ambos valores actualizables según el IPC con una detracción de 25 puntos básicos hasta 2012 y 50 puntos básicos a partir de 2012.

El RD-Ley 2/2012 recomienda sustituir el IPC general por el IPC subyacente a impuestos constantes. Además, recomienda también suprimir la prima variable del sistema de retribuciones al régimen especial.

Actualmente y tras la publicación de la Orden IET/221/2013 por el que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de Enero de 2013 y primas de las instalaciones del régimen especial, se ejecutan las recomendaciones indicadas en el RD-Ley 2/2012 y se suprime la prima variable, fijando la prima de referencia en 0 €/MWh y por lo tanto, la única opción es la tarifa fija, estipulada según la Orden en 81,247 €/MWh durante los primeros 20 años. Además, se cambia la forma de actualización por el IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente a impuestos constantes), con una detracción de 50 puntos

básicos ya que esta orden entra en vigor el 1 de Enero de 2013. Como se ha comentado anteriormente, y en vista del RD 9/2013, este periodo de 20 años se verá reducido a 10 años con carácter inminente.

Además, actualmente los productores de energía en el régimen especial han de elegir, desde la puesta en marcha de la instalación, entre vender su energía a tarifa regulada o en el mercado. Por lo tanto, parece interesante estudiar en el presente apartado, la tendencia del precio medio de venta de la energía en el mercado mayorista durante el año 2013 y los dos primeros meses de 2014, presentándose los resultados en la Figura 3.19 [24].

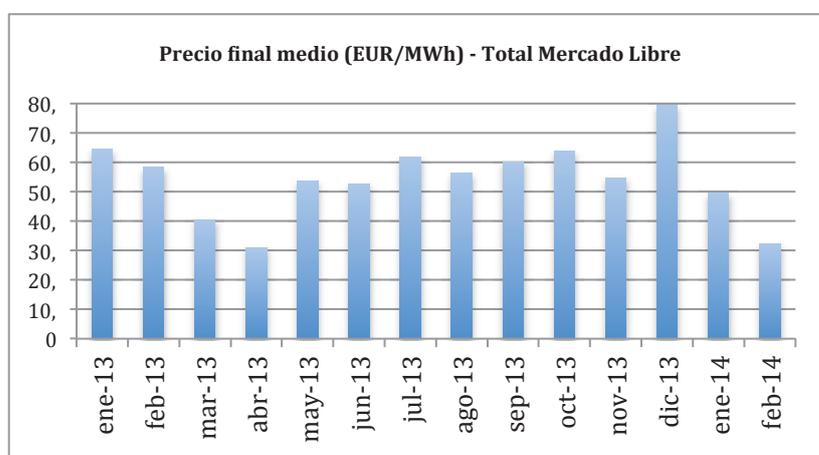


Figura 3.19: Precio final medio (Eur/MWh) del mercado libre español.

Como podemos observar, únicamente en el mes de Diciembre de 2013 se ha llegado a un precio de venta cercano al fijado en la tarifa regulada de 81,247 €/MWh, siendo el valor correspondiente en dicho mes a 79,44 €/MWh.

En lo relativo a los índices de actualización, se tiene que anteriormente las primas se actualizaban siguiendo la variación media anual del IPC, es decir, un indicador de crecimiento que mide la evolución de los precios de bienes y servicios. El IPC tiene un valor base de 100 y se sitúa por encima o por debajo según los precios suban o bajen respectivamente. Cuando se refiere al IPC de forma porcentual, no se refiere al índice en sí, sino a la variación del mismo. Cada país tiene flexibilidad para crear sus propios índices pero siempre en base a unas normas establecidas por el Banco Central Europeo.

Así nace, en 1997, el IPC Armonizado (IPCA), con el fin de poder comparar los índices de los distintos países de la zona euro y realizado con un método de cálculo y sobre unos productos diferentes al IPC general. Actualmente en España, se emplea la "Variación del Índice General Nacional según el sistema IPC base 2011", publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

En la Figura 3.20 [69] se observa la evolución del IPC general desde 1992 hasta la actualidad.

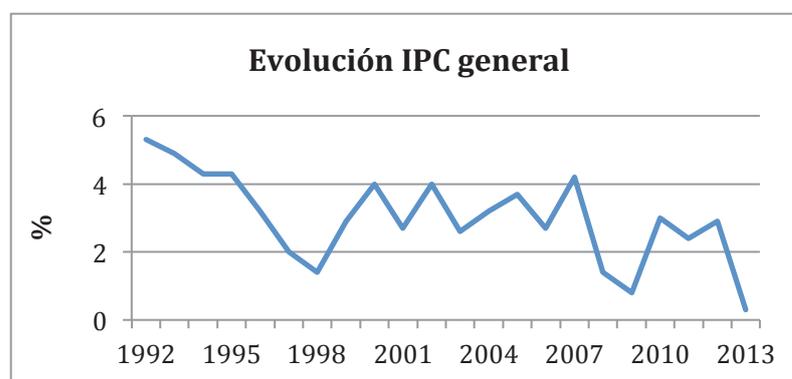


Figura 3.20: Evolución del IPC general en el intervalo 1998-20013

Se puede observar como hay una caída drástica del IPC general desde 1992 hasta 1998, año en el que se aprueban los once países que van a formar la Unión Económica y Monetaria de la Unión Europea a partir de 1999, estando España entre ellos. A partir de entonces, el IPC general ha vuelto a tasas de variación anual semejantes a los años previos a la UEM, alcanzando una tasa de variación del 0,3 en 2013.

El IPC subyacente a impuestos constantes aparece recientemente en los documentos legislativos de la actividad de producción de energía, concretamente en el año 2012 mediante el Real Decreto Ley 2/2012. El IPC subyacente refleja la evolución de los precios pero excluyendo alimentos no elaborados y productos energéticos así como las subidas de los impuestos. La razón de suprimir los alimentos no elaborados y los productos energéticos es que varían de forma muy acusada en el tiempo, sufriendo grandes bajadas y subidas, distorsionando el IPC general. Además, el

excluir las variaciones de los impuestos coincide, casualmente, con la subida del IVA en 2012, de gran influencia en la subida de los precios ese mismo año. Para el año 2013 estaba prevista una actualización de las primas igual al IPC del año anterior menos 0,5 puntos. El aumento porcentual del IPC en 2012 fue del 2,9% por lo que dichas primas debían aumentar un 2,4%. Sin embargo, la realidad es que en 2013 el aumento porcentual del IPC subyacente a impuestos constantes fue del 0,5% que restándole 50 puntos básicos da una tasa de actualización del 0%.

En la Figura 3.21 [69] se puede observar la evolución de la tasa de variación media anual del IPC subyacente desde 1992 hasta la actualidad, en base 2011.

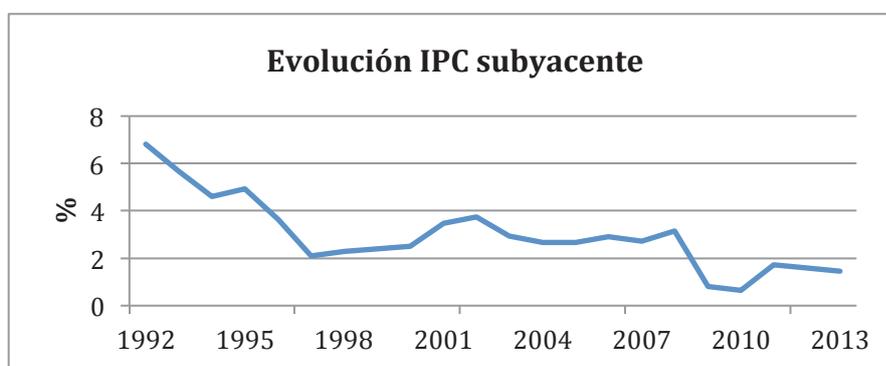


Figura 3.21: Evolución de la inflación subyacente

Como era de esperar, la evolución del subyacente también está condicionada por la inclusión de España en la Comunidad Económica y Monetaria de la Unión Europea.

Como se ha indicado, la creación del IPC subyacente a impuestos constantes es reciente, por lo que no existen mediciones de dicho índice anteriores a 2011. En la Figura 3.22 [69] podemos observar la comparativa, para el año 2012, de los IPC general y subyacente con efecto impuestos y sin ellos. Debido a la subida del IVA en 2012 vemos como ambos índices se desligan durante este año. Sin embargo, esto no puede ser considerado como una tendencia general.



Figura 3.22: Comparativa tipos de IPC

En la Figura 3.23 [69] se puede observar cual ha sido la tasa de variación media anual del IPC general y del IPC subyacente, ambos con efecto impuestos, durante los últimos 10 años y calculados en base 2011. De dicha figura se deduce que el IPC subyacente se ha situado, de media, 46.8 puntos básicos por debajo del IPC general.

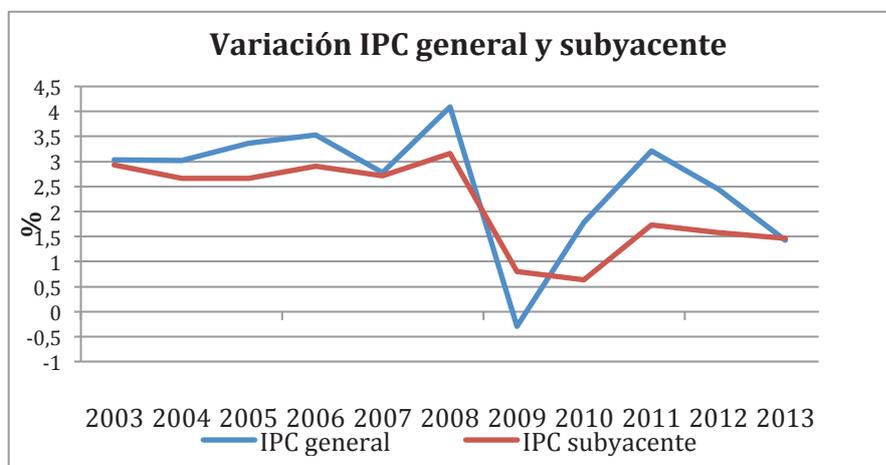


Figura 3.23: Variación de la inflación general y subyacente en base 2011

3.4 RENTABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO

Uno de los primeros aspectos que hay que tener en cuenta a la hora de valorar un proyecto es la estructura de financiación del mismo. Un proyecto puede financiarse de muy diversas maneras. Las dos fuentes principales de financiación son:

- Fondos propios o los aportados por los accionistas del proyecto.
- Fondos ajenos que pueden ser aportados por entidades financieras, capital privado, inversores institucionales, instituciones públicas, etc.

El índice de apalancamiento muestra el porcentaje de recursos ajenos con coste sobre fondos propios. Este indicador es importante porque la estructura de financiación del proyecto posee un impacto directo sobre el plan de negocio.

El proyecto será económicamente viable cuando sea capaz de remunerar a los diferentes fondos con los que se ha financiado, es decir, cuando lo que se obtenga del proyecto sea mayor que lo que cuestan los recursos invertidos.

Para comprobar la viabilidad del proyecto se usan las siguientes expresiones:

- Rentabilidad mínima exigida a un proyecto o WACC (Weighted Average Cost of Capital).

Es aquella que permite remunerar a las diferentes fuentes de capital utilizadas para la financiación del mismo y se calcula como la media ponderada del coste de capital y del coste de la deuda.

$$WWAC = \frac{Kd D (1 - t) + kf F}{F + D}$$

Kd: coste de la deuda

D: Fondos ajenos

t: tasa impositiva

kf: coste del capital

F: Capital propio

El coste de capital es aquella retribución mínima que asigna cada inversor a sus recursos, mientras que el coste de la deuda será aquel estipulado por

las entidades financieras a las que se ha recurrido.

La rentabilidad real del proyecto será, por lo tanto, la diferencia entre la rentabilidad total del proyecto y la rentabilidad mínima exigida. Por lo tanto, se podría decir que cualquier proyecto con rentabilidad inferior a la mínima exigida estaría destruyendo valor para el accionista.

La valoración económica del proyecto se llevará a cabo mediante el método de descuentos de flujos de caja, siendo el más apropiado para analizar la rentabilidad de un proyecto como este, ya que los flujos de caja recogen el valor producido por el mismo a lo largo de toda su vida útil, o lo que es lo mismo, la capacidad que tiene el negocio para generar liquidez.

Para poder utilizar este método es necesario que tanto los ingresos como los gastos generados durante la explotación sean predecibles con un elevado grado de certidumbre y además sus inversiones tienen que ser conocidas.

Se tienen además, diferentes indicadores de rentabilidad basados en los flujos de caja. Los más característicos son el Periodo de recuperación o Payback, el Valor Actual Neto y el Tasa Interna de Rentabilidad.

- Período de recuperación o Payback

Indica el período temporal desde que se realiza la inversión hasta que ésta es recuperada a través de los flujos de caja generados por la instalación.

Dependiendo del perfil del inversor y de su capacidad financiera, el periodo de recuperación de la inversión puede ser una variable importante a la hora de evaluar el proyecto.

Esta variable cobra importancia cuando se desea generar más fondos o recursos, ya que períodos de recuperación más pequeños dan la posibilidad de reinvertir los beneficios obtenidos de la actividad del negocio.

Este criterio tiene el problema de olvidarse del concepto de valor del dinero en el tiempo. Otro problema es que no considera lo que sucede después de recuperarse la inversión.

- Valor Actual Neto

Se trata del valor financiero a día de hoy de los flujos de caja futuros generados por la inversión. El VAN introduce el concepto del valor del dinero en el tiempo.

En el caso de un parque eólico con una determinada configuración (dada por el tipo, altura y posición geográfica de los aerogeneradores), requiere de un capital inicial de inversión para la construcción y puesta en marcha de la instalación I_0 .

Esta inversión inicial es necesaria para afrontar los costes de adquisición de los aerogeneradores, así como los costes de obra civil y la instalación eléctrica.

El parque eólico, una vez en funcionamiento, genera anualmente un flujo de beneficios derivados de la venta de la energía eléctrica producida P_{ES} , descontados los costes de operación y mantenimiento $C_{O\&M}$, durante el periodo de vida de la inversión, LT .

Por último, es necesario considerar los costes actualizados de desmantelamiento C_D , una vez agotado el ciclo de vida, y el valor residual actualizado V_R . De esta manera, el VAN del parque eólico con una inversión de capital inicial I_0 , para un tiempo de vida útil de la instalación LT años, y con una tasa de actualización r , puede expresarse como:

$$VAN = -I_0 - C_D + V_R + \sum_{K=1}^{LT} \frac{N_k}{(1+r)^k}$$

Donde el flujo de caja neto N_k , representa los ingresos netos (descontados los gastos) producidos por el parque eólico durante el k-ésimo año. Por lo tanto, la maximización del VAN implica la búsqueda de un equilibrio entre la minimización de la inversión inicial y la maximización de los flujos de caja netos anuales.

Ambos términos dependen del número y tipo de aerogeneradores existentes en el parque, altura de la torre, disposición geográfica, posición de la subestación, configuración de la instalación eléctrica, entre otros factores.

Una vez realizada la inversión inicial, es necesario conocer los flujos de caja netos generados en el año k. Este término es el resultado de la diferencia entre los ingresos resultantes por la venta de energía N_{ESk} y los costes de operación y mantenimiento $N_{O\&Mk}$.

$$N_k = N_{ESk} - N_{O\&Mk}$$

Con el fin de obtener el VAN de un parque eólico de la forma más realista posible se considera una tasa anual de incremento de los precios de venta de la energía Δp_{kWh} , y la tasa de incremento anual de los costes de operación y mantenimiento $\Delta C_{O\&M}$, quedando finalmente:

$$VAN = -I_0 - C_D + V_R + \sum_{K=1}^{LT} \frac{E_k p_{kWh} (\Delta p_{kWh} + 1)^{k+1}}{(1+r)^k} - \sum_{K=1}^{LT} \frac{C_{O\&M} (\Delta C_{O\&M} + 1)^{k+1}}{(1+r)^k}$$

Para poder obtener el VAN hay que utilizar una determinada tasa de descuento r con el fin de traer a la fecha actual estos flujos. Como lo que se pretende es mantener las hipótesis de rentabilidad del proyecto, esa tasa de descuento coincidirá con la tasa de rentabilidad mínima exigida, habitualmente el WACC que refleja la retribución de las diferentes fuentes de financiación del proyecto.

Por tanto, un proyecto de VAN cero no añade ni resta riqueza a los accionistas, sino que simplemente les da la rentabilidad que exigen. Si el VAN es positivo, en esa cantidad aumenta el valor de la empresa.

A la hora de elegir entre dos proyectos, aquel con mayor VAN será el que tenga un valor más elevado y por tanto el más interesante. En el caso que se diera que ambos VAN son iguales, el siguiente criterio sería el que tuviera un menor periodo de recuperación, ya que está indicando un menor riesgo.

- Tasa Interna de Rentabilidad

La Tasa Interna de Rentabilidad es el tipo de descuento que da lugar a un valor actualizado neto igual a cero. Es el tipo de interés al que hay que descontar los flujos de caja para obtener un Valor Actual Neto igual a cero.

Este indicador proporciona una idea de la rentabilidad de un proyecto. Si se tiene en cuenta que a dicho proyecto hay que exigirle una rentabilidad mínima, la rentabilidad real del mismo será la diferencia entre la TIR y el WACC.

La gráfica de la TIR de un proyecto típico de parque eólico, realizado mediante una inversión propia del 20%, tiene la forma descrita en la Figura 3.24 [70].

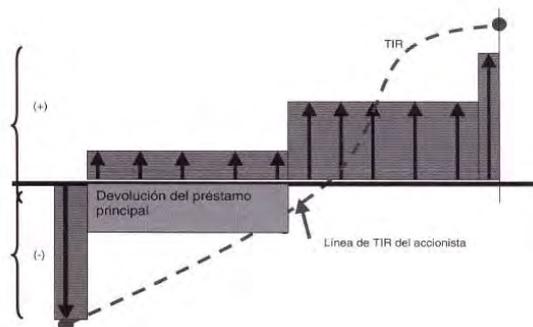


Figura 3.24: Línea del TIR del accionista

Como puede observarse, sobre la facturación anual, supuesta constante, se descuentan las cantidades pagadas a los propietarios de los terrenos ocupados, los costes de explotación, la devolución de los préstamos y los

impuestos.

La TIR del capital invertido por los socios se recupera muy lentamente durante los primeros años de explotación, para pasar, una vez que se amortiza la deuda, a una elevación importante una vez que se amortiza la instalación.

De cara a la comprobación de resultados, se considerarán las representaciones gráficas tanto del flujo de caja acumulado del proyecto, con el fin de observar directamente el periodo de recuperación de la inversión, como por parte del accionista, para así observar los valores de flujo de caja una vez devueltos los recursos obtenidos de terceros y su correspondiente coste, pudiendo además comparar estas gráficas con otras realizadas posteriormente, viendo de esta manera la opción más provechosa o rentable.

3.5 METODOLOGÍA

3.5.1 Objetivos y alcance

Ante las últimas legislaciones que afectan a la producción de energía, y en concreto a la energía eólica, parece necesario un nuevo planteamiento del modelo de negocio.

Hasta 2012, el 80% de los parques eólicos se acogían al sistema de ingresos basado en el precio de venta de la energía producida en el mercado mayorista más una prima variable. En 2013 se suprimió la prima variable permaneciendo solo la prima de referencia y en 2014 todo hace indicar que el antiguo periodo de 20 años de remuneración, se verá reducido a los 10 años.

Por estos motivos nace la necesidad de buscar soluciones a los recortes en

las primas, intentando hacer que la rentabilidad de un parque eólico sea independiente de las mismas. En esta dirección se encuentran dos de las decisiones que puede tomar un propietario de un parque eólico antes de terminar la vida útil de sus máquinas, es decir, repotenciarlo aumentando la capacidad del mismo o extender la vida de las máquinas que ya están instaladas hasta los 30 años en vez de los 20 años útiles para los que están certificadas.

Durante el presente estudio, se pretende evaluar la rentabilidad de ambas oportunidades, considerando los cambios legislativos que ha sufrido el sector.

3.5.2 Herramienta de cálculo

La herramienta elegida para realizar el diseño y análisis económico es el software System Advisor Model (SAM) 2014.1.14, desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL). Es una herramienta para una gran gama de energías renovables y es utilizada en todo el mundo para la planificación y evaluación de programas de investigación y desarrollo de los costes del proyecto y las estimaciones de rendimiento, así como para la investigación académica.

Básicamente, el programa consiste en once bloques principales:

- Wind Resource

SAM proporciona una completa base de datos para multitud de localizaciones geográficas dentro de EEUU. Esta base de datos puede ser muy útil a la hora de realizar análisis preliminares si se encuentra una localización cuyo recurso del viento se asemeja en gran medida a la localización real del proyecto. Con el mismo fin, SAM provee al usuario de una serie de "localizaciones prototipo" que se pueden emplear para realizar una estimación previa. Dentro de las "localizaciones prototipo" encontramos

zona agraria, zona árida/desértica, zona planas, zona boscosa, zona montañosa, zona de colinas y offshore.

SAM emplea un formato propio para la base de datos meteorológica, permitiendo al usuario crear la suya propia de una manera muy sencilla si se poseen los datos necesarios.

Además, SAM permite configurar el recurso del viento para un proyecto genérico, introduciendo sus características. Para la modelización del viento el software requiere la velocidad media a 50 metros y los parámetros de Weibull. Además, como veremos más adelante, si definimos las características de la turbina, nos permitirá seleccionar la elevación sobre el nivel del mar del emplazamiento. Sin embargo, no permite emplear la distribución de Weibull para el estudio de más de una turbina.

- Siting Considerations

En este apartado, desarrollado por el Renewable Energy Laboratory Wind Prospector, es posible descargar una serie de consideraciones realizadas por este organismo sobre la localización geográfica considerada. Solo es válido para localizaciones dentro de EEUU y aporta información adicional a la hora de evaluar el proyecto pero no ofrece datos que SAM pueda procesar.

- Turbine

De nuevo SAM ofrece una completa base de datos de modelos de aerogeneradores para los principales fabricantes como Gamesa, Vestas, General Electric o Siemens, entre otros. Si el modelo de turbina a instalar es conocido no hay más que seleccionarlo de la lista desplegable y nos aparecerán en pantalla todas las características del mismo. La única característica que se ha de configurar es la altura de la torre. Cuando se introduce la altura de la torre, SAM estima la velocidad del viento para esa

altura en el modulo de Wind Resource.

Además, si nuestra turbina no se encuentra en la base de datos, SAM nos permite introducir todos los datos referentes a la misma, desde los más típicos como la curva de potencia hasta otros más sofisticados como el diseño del sistema de transmisión, torre y palas. Esto es especialmente interesante en el caso de querer emplear una turbina Enercon, cuya característica principal y que la diferencia de las demás, es que emplea un sistema de transmisión directa, es decir, sin caja multiplicadora.

- Wind Farm

En este apartado SAM pide introducir las características del parque eólico objeto del estudio. A su vez, ofrece la posibilidad de realizar el estudio para una sola turbina saltando este paso, útil en caso de turbinas experimentales por ejemplo.

Si se opta por más de una turbina, SAM nos pide configurar el layout del parque eólico, indicando el número de filas y número de turbinas por fila. A su vez se ha de indicar la separación entre turbinas y entre filas así como la orientación de las máquinas.

Otro de los apartados que contiene este modulo es el de perdidas y coeficiente de turbulencias. Así mismo ofrece la posibilidad de elegir tres modelos de análisis de estelas diferentes. Además del modelo simple anteriormente explicado, ofrece otras dos opciones:

1. Park: este modelo es el que desarrolla el WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program). WAsP asume un modelo lineal del movimiento del aire, lo que supone una ventaja en la simplificación de los cálculos, pero que no siempre ofrece buenos resultados en orografías complejas, al no cumplirse en estos casos las suposiciones asumidas como ciertas.

2. Eddy-Viscosity: este modelo es que desarrolla el WindPro. Es un modelo semi analítico basado en las ecuaciones de Prandtl de la capa límite turbulenta.

- Performance Adjustment

Este modulo se emplea para ajustar el rendimiento del parque eólico, previsiblemente menor a medida que se termina la vida útil de los aerogeneradores. Para llevar a cabo las estimaciones, SAM permite, en una tabla que representa los doce meses del año divididos en franjas de una hora, introducir datos referentes a la disponibilidad del sistema. Cualquier factor que pueda afectar a la cantidad de energía entregada por el sistema ha de ser incluido en este modulo. Cuando se introduce un "0" en una celda, significa que no hay generación de energía y cuando se introduce un "1" hay entrega total de energía, no pudiéndose introducir valores intermedios. En caso de dejarlo con los valores por defecto, el programa calculara la energía entregada por el sistema a pleno rendimiento.

Una opción simplificada permite introducir el porcentaje de energía producida respecto al 100% calculado. Es posible introducir este dato de forma global para la vida útil del aerogenerador, en formato tabla indicándose un porcentaje para cada periodo de un año, o introduciendo el factor de reducción anual de la energía entregada por el sistema diseñado.

- Wind System Costs

En este modulo encontramos una de las principales características del SAM ya que es capaz de calcular los costes de una turbina onshore en base a las características introducidas en el apartado correspondiente cuando no se ha seleccionado una turbina de la lista.

Si no se desea emplear el NREL Capital Cost Model, SAM permite introducir los siguientes datos:

- Costes directos: Dentro de los costes directos nos encontramos el coste unitario del aerogenerador, la cimentación y la infraestructura eléctrica. Además se incluye un coeficiente de contingencia para tener en cuenta las incertidumbres generadas en la estimación de los costes directos.
- Costes indirectos: Dentro de los costes indirectos nos encontramos los costes en ingeniería, obra civil, terrenos, transporte, instalación, etc. Costes de operación y mantenimiento: Dentro de esta categoría.

El modulo nos presentará el valor total de la inversión inicial en función de los kW instalados.

El ultimo apartado que se ha de configurar es el referente a los costes de operación y mantenimiento. El modulo nos ofrece tres formas diferentes de hacerlo:

- Coste anual fijo: El coste introducido será descontado de manera anual. Se debe introducir el coeficiente de variación de la inflación (o el factor considerado) para que el programa lo considere a partir del primer año.
- Coste fijo por capacidad: El coste introducido será descontado por kW instalado y por año. Se debe introducir el coeficiente de variación de la inflación.
- Coste variable por generación: El coste introducido será descontado en función de los MWh producidos de forma anual. Se debe introducir el coeficiente de variación de la inflación.

A la hora de introducir estos datos, teniendo en cuenta que por defecto SAM los contabiliza desde el año de puesta en marcha, se permite la opción de introducirlos en formato tabla, tanto el coste anual como por capacidad o por generación, para la vida útil considerada, año por año. Los coeficientes de variación de la inflación no se consideran automáticamente

si se ha optado por el formato tabla, teniendo que calcularlos el usuario antes de introducir los datos en la tabla.

- Financing

En el modulo referente a la financiación, el programa nos ofrece dos modos de solución:

1. Especificar la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) objetivo
2. Especificar el precio de venta de la energía

Si se opta por la primera opción, el programa calculará el precio de venta de la energía generada. Además, si así se desea, nos indicara la fracción de financiación por fondos ajenos que minimiza el coste normalizado de la energía así como la tasa de variación del precio de venta de la energía que minimiza su coste, respecto a un precio de venta inicial introducido por el usuario. Sin embargo, si se opta por la segunda opción, el programa calculará solamente la Tasa Interna de Rentabilidad.

En ambos casos, los principales datos a introducir son los siguientes:

- Precio de venta de la energía en subasta y el coeficiente de actualización de la misma (IPC, IPC subyacente, inflación, etc.)
- Fracción de financiación mediante fondos ajenos y todos los parámetros necesarios para el calculo de la rentabilidad mínima exigida a una proyecto (WACC) anteriormente indicados.
- Período que comprende el análisis a realizar

Adicionalmente, los datos que se pueden introducir para una mayor precisión del análisis son los siguientes:

- Impuesto sobre ventas de energía eléctrica según el % del coste de instalación que supone
- Coste de los seguros contratados según el % del coste de instalación

que suponen

- Coste de alquiler/adquisición de los terrenos según el % de los ingresos obtenidos anualmente
- Valor residual de la instalación al final del período de análisis en % o introduciendo un valor concreto

Además, si las diversas partes del proyecto han sido financiadas de forma diferente, es decir, si los aerogeneradores, la obra civil, etc. se han financiado individualmente en vez del proyecto en su conjunto, el programa permite introducirlos uno a uno con sus respectivos datos necesarios para el cálculo de la rentabilidad mínima exigida (WACC).

- Time of delivery factors

En este módulo el programa nos permite introducir los precios de venta medios en fracciones de una hora para los doce meses del año y los siete días de la semana según el porcentaje de aumento o reducción respecto al precio medio global introducido en el módulo de financiación.

- Incentives

En el módulo de incentivos, el programa permite introducir tres formas de incentivos:

1. Incentivo para inversión inicial
2. Incentivo para la producción de la energía
3. Crédito fiscal a la inversión
4. Crédito fiscal a la producción de la energía
5. Incentivo por capacidad

Además, si el proyecto está ubicado en EEUU, el programa dispone de una opción para indicar la localización y rellenar todos los campos correspondientes a los incentivos de forma automática.

- Depreciación

El programa permite calcular la depreciación de la instalación, según el modelo de depreciación elegido y partiendo de un valor igual a la suma del coste de la inversión introducido en el modulo System Cost y el coste financiado mediante fondos ajenos introducido en el modulo Financing, menos los incentivos para la instalación y el 50% del crédito fiscal para la inversión, perteneciente también al modulo Financing.

- Exchange variables

En este modulo se permite la creación de variables adicionales o datos de entrada que serán utilizados para análisis paramétricos y de sensibilidad.

3.5.3 Supuestos principales

El análisis no está referido a un parque eólico en concreto pues el objetivo es la obtención de conclusiones generales. Por este motivo, se partirá de una serie de supuestos e hipótesis basadas en la información disponible sobre experiencias anteriores y la interpretación de las mismas. Los supuestos recogidos a continuación se refieren al escenario base excepto cuando se indique lo contrario. Los supuestos necesarios para el estudio de los dos casos de estudio, ambos en base al escenario inicial, se exponen en su apartado correspondiente.

- No se considera el periodo administrativo necesario para la adquisición de las licencias del parque original. Su construcción se finaliza en el año 2012 y su puesta en marcha se lleva a cabo el 1 de Enero de 2013.
- El parque cuenta con 10 aerogeneradores con potencia nominal unitaria correspondiente al año de construcción del parque eólico.

- En lo referente a la modelización del viento, el programa requiere introducir los datos meteorológicos de la zona en un formato propio. Como alternativas ofrece la posibilidad de introducir la velocidad media anual a la altura del buje y el parámetro K de la distribución de Weibull además de una serie de "localizaciones tipo" en función de la orografía del emplazamiento del parque eólico. Sin embargo, el uso de la distribución de Weibull introduciendo la velocidad media a la altura del buje y el parámetro k, no permite emplear los resultados para el análisis de un parque eólico, siendo válida únicamente para una turbina individual. Por este motivo, se opta por una "localización tipo" con una velocidad media del viento equivalente a una localización típica de clase II situada en España, es decir, 7,5 m/s. Además, no se tendrá en cuenta la orientación del parque en la dirección predominante del viento, indicada por la rosa de los vientos de la localización.
- Dado que la velocidad media del viento supuesta, a 80 metros, es de 7,5 m/s, se deberá tener en cuenta la certificación de que disponen las turbinas objeto de estudio para su elección. Para ello se empleará la clasificación de aerogeneradores atendiendo a su seguridad por diseño en base a la norma IEC 61400-1. Para ello, el valor de referencia será la velocidad promedio anual a la altura del centro del rotor y las certificaciones correspondientes las indicadas en la Tabla 3.6:

Clases	I	II	III	IV	S
Vpro (m/s)	10	8.5	7.5	6	según diseñador

Tabla 3.6: Clasificación aerogeneradores según su seguridad por diseño

- La vida útil de los aerogeneradores se considera de 20 años, es decir, finaliza en el 31 de Diciembre de 2032. Por lo tanto, este será el período al que se extiende el análisis del escenario base.
- Actualmente no existe una prima adicional al precio de venta en subasta para la venta de la energía producida. A lo largo de los diferentes modelos, se optara por la tarifa de referencia, por un periodo de 10 años

debido a la reforma energética en curso. Una vez superados los 10 años de vida, se venderá la energía a precio de mercado mayorista. Señalar en este punto, que acometida una repotenciación de un parque eólico, no se perciben primas adicionales a dicha repotenciación tras la supresión de la disposición transitoria séptima del RD 661/2007 que las regulaba pero si se renuevan los permisos y a efectos legales, el parque eólico se trata como una instalación nueva, pudiéndose por lo tanto acogerse a la tarifa regulada durante un periodo de 10 años.

- La tarifa regulada, tal y como indica la norma, se actualizará mediante el IPC subyacente con una deducción de 50 puntos básicos a partir de 2013.
- El precio de venta de la energía ha sido muy fluctuante desde la puesta en marcha del sistema de subastas en el mercado mayorista, debido a la liberalización del mercado de la energía eléctrica en 1998. En la Figura 3.25 [24] se muestran los datos desde su puesta en funcionamiento hasta la actualidad, donde se refleja dicha fluctuación. Sucesivas comprobaciones con líneas de tendencia polinómicas de distinto orden no ofrecen buenos resultados, con coeficientes R^2 siempre muy distantes de llegar a la unidad. Por lo tanto, para actualizar el precio del mercado se hará uso de la expresión propuesta por [69], donde la tasa de actualización será igual al IPC subyacente tomado para el estudio y siendo el precio promedio del año 2012 igual a 47,255 €/MWh [3.26].

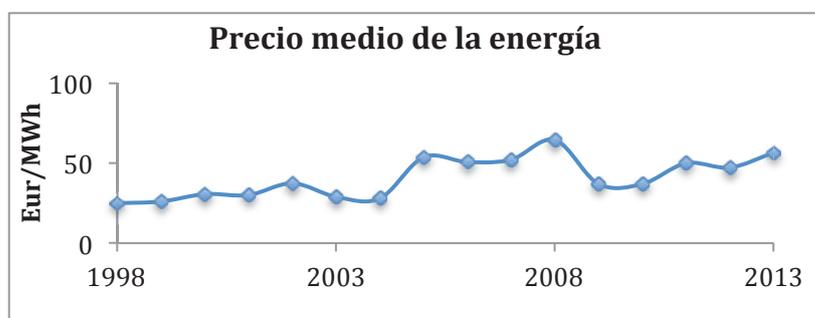


Figura 3.25: Evolución del precio medio de la electricidad

$$Precio_{año} = Precio_{2012} * (1 + Tasa\ actualización)^{año-2012}$$

- A la hora de calcular la inversión inicial del parque eólico, se hará uso de la metodología de cálculo propuesta por [66], ya descrita, para el cálculo del coste de los aerogeneradores, cimentaciones, transporte, instalación, obra civil, etc.
- Para determinar las pérdidas de producción, se tendrá en cuenta la disposición elegida para los aerogeneradores, minimizando las pérdidas por efecto estela que el programa estimará en función del modelo de estelas introducido, siendo este el modelo "Park" propuesto por WAsP. A su vez se consideraran una pérdidas eléctricas del 3% [67], pérdidas por disponibilidad del 2% acorde con la disponibilidad media europea del 98% y otras pérdidas iguales al 1% a modo de contingencia.
- Para definir los aerogeneradores empleados a lo largo del estudio, son necesarios tres parámetros.

1. Potencia Nominal

Según el estudio [71], se tiene una gráfica de tendencia de la potencia del aerogenerador instalado en parques eólicos, realizado con datos de aerogeneradores comerciales.

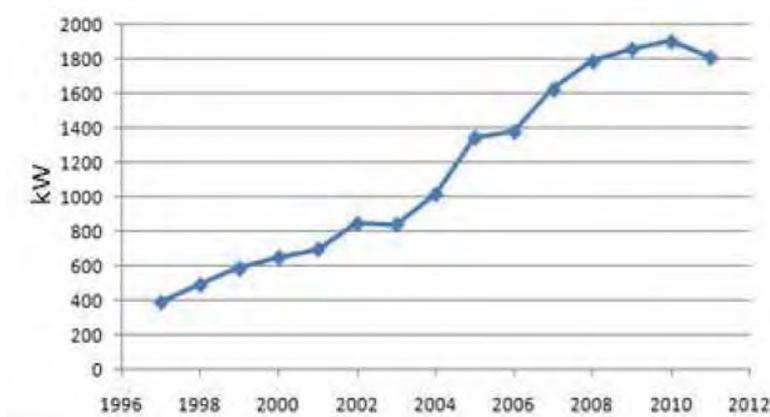


Figura 3.26: Evolución de la potencia instalada en el periodo 1997-2011

La Figura 3.26 se puede actualizar al año 2012 haciendo uso de los datos

ofrecidos por AEE en su último anuarios y que se muestran en la Figura 3.27 [31].

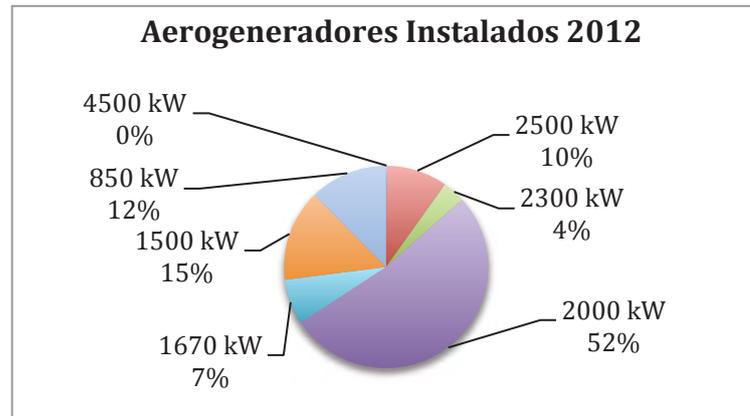


Figura 3.27 Desglose de los aerogeneradores presentes en 2012

Con esta información, teniendo en cuenta que el periodo administrativo de un parque eólico dura en torno a los cinco años y que por tanto las potencias corresponden a las proyectadas años atrás, se tiene la línea de tendencia de la potencia unitaria de un aerogenerador, representada en la Figura 3.28 [68].

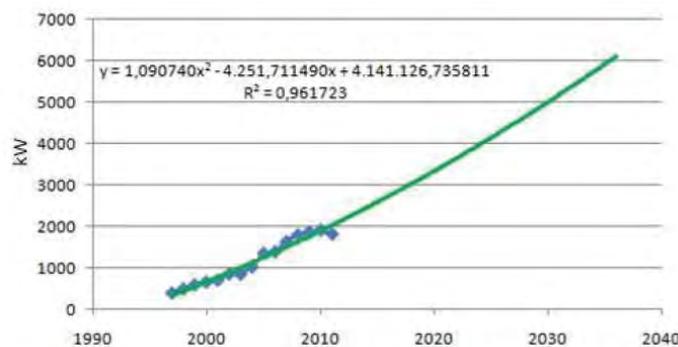


Figura 3.28: Línea de tendencia de potencia unitaria del aerogenerador

De donde se obtiene un tipo de línea de tendencia es una polinómica de orden 2, con un coeficiente R^2 próximo a la unidad. La ecuación es la presentada a continuación:

$$Y = 1,090740x^2 - 4251,711490x + 4141126,735811$$

Esta ecuación será la empleada para calcular la potencia unitaria del aerogenerador a emplear en el año que corresponda.

2. Diámetro del aerogenerador

Del estudio [68] y [31], partiendo de la relación potencia-diámetro de varios aerogeneradores antiguos y actuales, se obtiene la línea de tendencia mostrada en la Figura 3.29 [68] y útil para obtener el diámetro correspondiente a la potencia que se haya obtenido anteriormente.

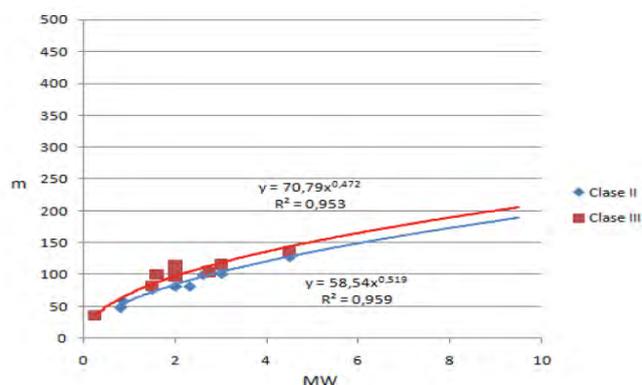


Figura 3.29: Líneas de tendencia del diámetro del aerogenerador

En la Figura 3.29 se puede observar como la línea de tendencia para aerogeneradores de la Clase III se encuentra por encima de la de los aerogeneradores de la Clase II. Esto es normal ya que los aerogeneradores de la Clase III operan a una velocidad menor y por tanto se ven obligados a aumentar el diámetro del rotor para captar la misma potencia.

Las líneas de tendencia para cada clase son las siguientes:

- Clase II: $y = 58,54x^{0,519}$
- Clase III: $y = 70,79x^{0,472}$

3. Altura del buje

Según [68], relacionando el diámetro con la altura, en base a distintas generaciones de aerogeneradores de la Clase II, que a medida que ha ido avanzando su tecnología han ido decreciendo desde su relación altura-

diámetro, se tiene un valor actual de 1,125 para dicha relación, coeficiente que se considerará constante a lo largo de todo el estudio.

- La densidad del aire se considerara constante durante todo el estudio y con un valor igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$ según la Norma IEC-64100-1.
- La rugosidad adecuada para un parque genérico en España, emplea el valor de 0,13 pues es el adecuado para regiones con hierba. Este dato se considerará constante a lo largo de todo el estudio.
- Cuando proceda, se empleara un valor de la variación media anual del IPC constante durante todo el estudio e igual al 2,7%, igual a la media de la tasa de variación anual en el periodo 1999-2013 durante el cual España ha pertenecido a la Unión Económica y Monetaria. Por otra parte, las actualizaciones según el IPC subyacente a impuestos constantes se harán en base al IPC subyacente con efecto impuestos dado que las subidas y bajadas de impuestos no son, por lo general, altamente variables en el tiempo. Según lo estudiado, este índice se encuentra una media de 46,8 puntos básicos por debajo del IPC general y por lo tanto, su tasa de variación anual se tomará, redondeando, igual al 2,2%. Por tanto, la tasa de actualización del precio de mercado de la energía, según la normativa para 2012 en adelante, será del 1,7% equivalente al IPC subyacente con una deducción de 50 puntos básicos.
- La distribución de los aerogeneradores se considerará en línea recta y separados una distancia de cuatro veces su diámetro, minimizando las perdidas por efecto estela. La separación entre máquinas se tomará en base a la recomendación hecha por [68] en lo referente al área de sensibilidad eólica. El área de sensibilidad se define como la delimitada por un contorno cuyos vértices serán los puntos de intersección que generarían al trazar dos líneas paralelas a la dirección del viento dominante a una distancia de dos diámetros a ambos lados del eje del rotor, y dos líneas perpendiculares a la dirección del viento dominante,

una que pase a una distancia de ocho diámetros del eje de sotavento y otra a una distancia de ocho diámetros a barlovento, tal y como se muestra en la Figura 3.30 [68].

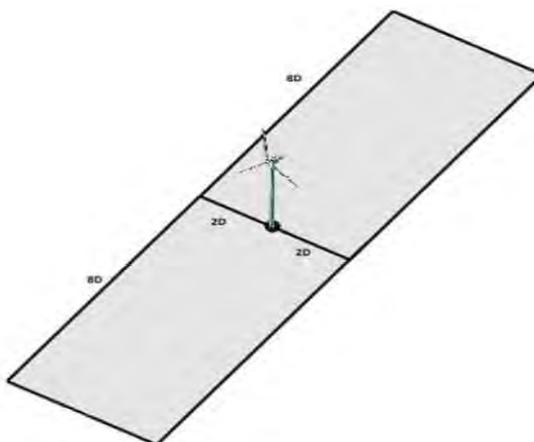


Figura 3.30 Representación del área de sensibilidad eólica

- La operación y mantenimiento de parques eólicos no solo genera un coste sino también unos tiempos de parada durante los cuales el parque eólico no produce, y por tanto, no hay ingresos. Como ya se ha comentado, la disponibilidad media en Europa es del 98% y según [72], durante 2012 el tiempo medio empleado en el mantenimiento preventivo fue de 50 horas anuales, reducido a 24 horas anuales durante 2013. Sin embargo, las operaciones de mantenimiento preventivo suelen realizarse durante los periodos en los que no hay viento suficiente para generar energía por lo que, no se tendrán en cuenta a la hora de considerar una pérdida de rendimiento debido a las mismas. A su vez, no se considera pérdida de rendimiento por envejecimiento de las máquinas.
- En lo referente a impuestos, la eólica es una de las tecnologías que más soporta. A los impuestos comunes como el Impuesto sobre la electricidad, Impuesto sobre sociedades o el Impuesto de Actividades Económicas (hasta un 15% del beneficio medio previsto), hay que sumarle otros el Impuesto de venta de la energía eléctrica (6% de la producción), Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (hasta un 8% de la inversión inicial), Impuesto sobre Bienes

Inmuebles de Características Especiales (0,4-1,3% del valor catastral, siendo este de unos 500.000 €/MW), Canon Urbanístico (2-10% de la inversión inicial), Impuesto sobre transmisiones patrimoniales (4% de la inversión inicial), Canon eólico en algunas comunidades autónomas (4% de la facturación). La suma de todos los impuestos genera una tasa impositiva anual sobre los beneficios de la actividad que ronda el 25-35%, tomándose a lo largo de este estudio un valor medio del intervalo indicado e igual al 30% [73].

- La tasa de interés del préstamo bancario varía en función del Euribor más un margen de contingencia impuesto por el propio banco. El Euribor es tipo oficial de referencia utilizado en España desde el 1 de Enero del año 2000. Su evolución histórica es la mostrada en la Figura 3.31 de donde se ha obtenido una media desde el año 2000 hasta la actualidad del 2,7%. El diferencial impuesto por el banco es complicado de estimar. Sin embargo, por simplicidad, y tras la consulta de proyectos de financiación de parques eólicos, se ha tomado un valor del 5,5% para todo el estudio. Normalmente, las deudas se negocian con la entidad bancaria y pueden sufrir una pequeña variación a la baja pero teniendo en cuenta la situación actual de las energías renovables y el riesgo asociado a las mismas, el valor considerado parece correcto.



Figura 3.31: Evolución del Euribor

- El coste de los fondos propios normalmente es superior al coste de la deuda ya que el accionista corre mayor riesgo que el prestamista. El cálculo de este factor, según la metodología indicada por la CNE,

depende, de manera directamente proporcional, de la tasa libre de riesgo, de un coeficiente de apalancamiento que se obtiene en base a las empresas del sector y de la prima de riesgo [74]. Según UNESA, en 2010, para el sector eléctrico en general, el coste de los fondos propios se situaba en un 9,9% [75] y se indica la necesidad de hacer un estudio por sectores para determinar con exactitud su valor. En base a otras experiencias consultadas, se toma un factor de fondos propios igual al 15% [76] [77].

- Los costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores se supondrán de 19.200 €/MW tal y como demuestra el estudio [64] para el año 2012. El resto de costes de operación y mantenimiento se tomarán en base a lo propuesto por el PER 2011-2020 que indica, para el año 2010, unos costes de 4.000-6.000 €/MW en concepto de alquiler de terrenos, 6.000 €/MW en gastos administrativos, 1.200 €/MW en mantenimiento de la infraestructura eléctrica y un 0,75% de la inversión inicial en seguros, todos ellos de pago anual.

3.5.4 Recopilación y tratamiento de datos

3.5.4.1 Escenario base

El primer módulo del SAM, "wind resource", pide modelar el aprovechamiento del recurso eólico en el emplazamiento. Como se ha indicado anteriormente, se opta por un "emplazamiento tipo" donde la velocidad media del viento a 80 metros es de 7,5 m/s, correspondiente, según la clasificación IEC, a una zona II. Se opta por una zona de "flat lands", es decir, una planicie, donde la velocidad del viento a 80 metros de altura es de 7.50329 m/s. El programa muestra, por claridad, un modelo del terreno que se va a utilizar, tal y como se puede observar en la Figura 3.32.



Figura 3.32: Modelo del emplazamiento escogido

El programa cuenta con una completa base de datos del "emplazamiento tipo" elegido donde se pueden comprobar los datos tanto de temperatura, presión, dirección del viento o velocidad del viento. Empleando dicha base de datos se presenta, en la Figura 3.33 el perfil anual de la velocidad del viento, en franjas de una hora y para alturas de 50, 80, 110 y 140 metros.

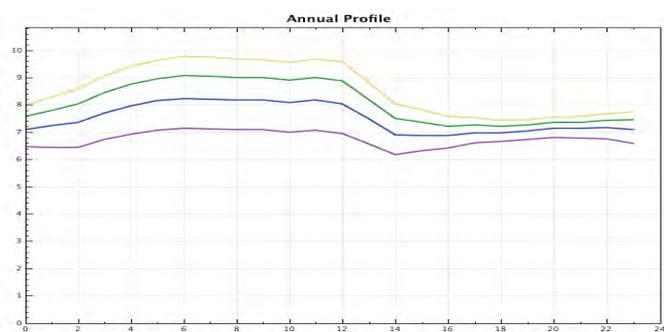


Figura 3.33: Perfil de velocidades anual del emplazamiento

En la Figura 3.34 se muestra la serie temporal de los datos de la velocidad del viento que el programa empleará para estimar la producción, para una altura de 80 metros en el emplazamiento elegido.

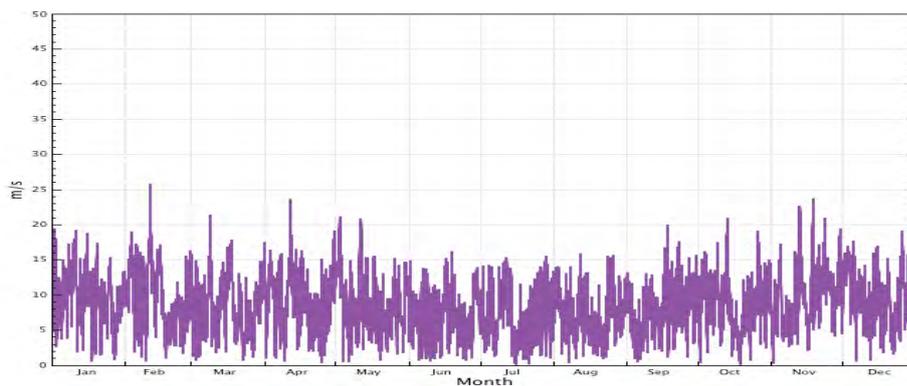


Figura 3.34: Serie temporal de la velocidad del viento del emplazamiento

En la Figura 3.35 se presenta la curva de duración del recurso, a 80 metros y anualmente, en el emplazamiento elegido. Se puede comprobar que las velocidades más bajas se tienen un número de horas muy superior a las velocidades más altas, hasta un máximo de 19,5 m/s.

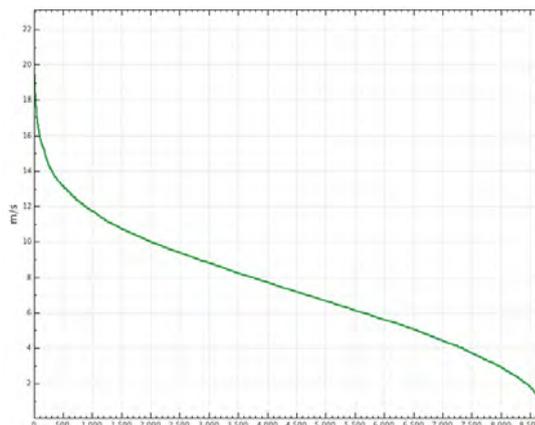


Figura 3.35: Curva de duración del viento

Finalmente, en la Figura 3.36 se presenta el gráfico de probabilidades que el programa empleará para, relacionándolo con la curva de potencia del aerogenerador, estimar la producción anual de energía del parque eólico. A su vez, también se presenta la distribución empírica de la muestra que asigna, a cada valor de velocidad del viento, una frecuencia relativa acumulada. La Figura 3.36 muestra los datos para 80 metros y posteriormente, cuando se introduzca en el módulo correspondiente la altura de la torre, el programa calculará la velocidad media del viento correspondiente a dicha altura.

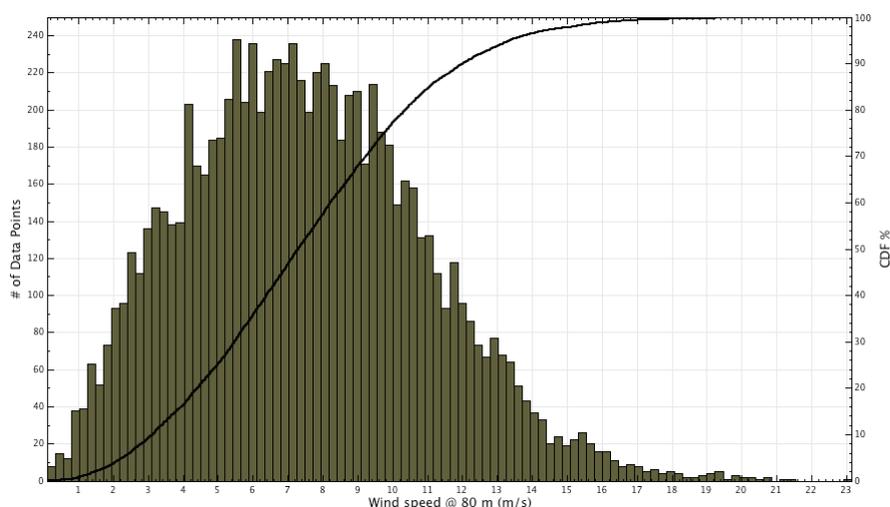


Figura 3.36: Distribución empírica del viento

El parque esta formado por 10 aerogeneradores con una potencia nominal acorde a la información anteriormente descrita para el año 2012 y cuyo calculo se realizaba en base a la ecuación indicada:

$$\begin{aligned}
 P &= 1,09074 * 2012^2 - 4251,71149 * 2012 + 4141126,735811 \\
 &= 2155,8 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

Este valor es el obtenido según la ecuación de la línea de tendencia. Sin embargo, se empleara el valor comercial de 2 MW, coincidiendo con el mayor porcentaje de aerogeneradores instalados en 2012. Por lo tanto, la potencia total instalada en el parque eólico es de:

$$P_T = 2 * 10 \text{ MW} = 20 \text{ MW}$$

Antes de elegir un modelo comercial de aerogenerador, se calculará, según la metodología anteriormente descrita, las características de un aerogenerador genérico de la Clase II. Recurriendo a la ecuación del diámetro del rotor del aerogenerador se tiene que:

$$D = 58,54 * 2^{0,519} = 83,88 \text{ m}$$

A su vez, como se ha comentado anteriormente, la altura se calculará atendiendo a la proporción altura-diámetro de 1,125:

$$H = 83,88 * 1,125 = 94,37 \text{ m}$$

A continuación, se muestran las características de los aerogeneradores comerciales de 2 MW de los principales fabricantes. El hecho de considerar solo fabricantes de primera línea responde a la necesidad de venderlos, en el mercado de segunda mano, al precio más alto posible. Como ya se ha comentado, uno de los factores más importantes a la hora de colocar un aerogenerador usado en el mercado, es la procedencia del mismo, entre otros factores. Fabricantes de prestigio probado y con perspectivas de continuar con la actividad de fabricación de máquinas, garantiza no solo repuestos suficientes por un tiempo prolongado, sino también una fiabilidad y confianza significativa respecto a otras máquinas usadas.

Anteriormente se ha visto la distribución de turbinas instaladas en España por fabricantes. De los catálogos de los principales fabricantes, se ha excluido del estudio a Siemens, Nordex y General Electric por no ofrecer soluciones de 2 MW. Los modelos considerados son los presentados en la Tabla 3.7.

	Altura (m)	Diámetro (m)	Viento (IEC)
Gamesa G80	60,67,78	80	IA
Gamesa G87	67,78,90,100	87	IA/IIA
Gamesa G90	78,90,100	90	IA/IIA/IIIA
Gamesa G97	78,90,100,120	97	IIA/IIIA
Gamesa G114	80,93,125	114	IIIA
Vestas V80	80	80	IA
Vestas V90	80,95,105	90	III A
Vestas V100	80,95,120	100	IIA/IIIA/IIB
Vestas V110	95,125	110	IIIA
Enercon E-82	78,85,98,108,138	82	IIA

Tabla 3.7: Características aerogeneradores comerciales

Por lo tanto, a la vista de las dimensiones de la máquina ya calculadas y a la hipótesis de que la velocidad media del viento en el emplazamiento genérico

era de 7,5 m/s, es decir, clase II según la clasificación IEC, tomamos el modelo Gamesa G87 con 90 metros de diámetro del rotor y recalculamos su altura:

$$H = 1,125 * 90 = 101,25 \text{ m}$$

A la vista del cálculo realizado y considerando los datos ofrecidos por el fabricante, se toma una altura comercial de 100 metros.

Una vez introducida la altura de la torre en el programa, se recalcula la velocidad media del viento para el dato introducido, siendo en este caso de 7,88609 m/s, acorde con una zona de clase II y adecuada para un aerogenerador con certificación IIA con una velocidad máxima de seguridad de 8,5 m/s.

Además, se cuenta con la ayuda de que este modelo de turbina se encuentra dentro de los modelos cargados en el SAM para su análisis, ofreciendo los datos técnicos de la misma sin más eligiéndola de entre las más de 80 turbinas disponibles y únicamente introduciendo la altura de la torre elegida. La curva de potencia de la máquina es la mostrada en la Figura 3.37.

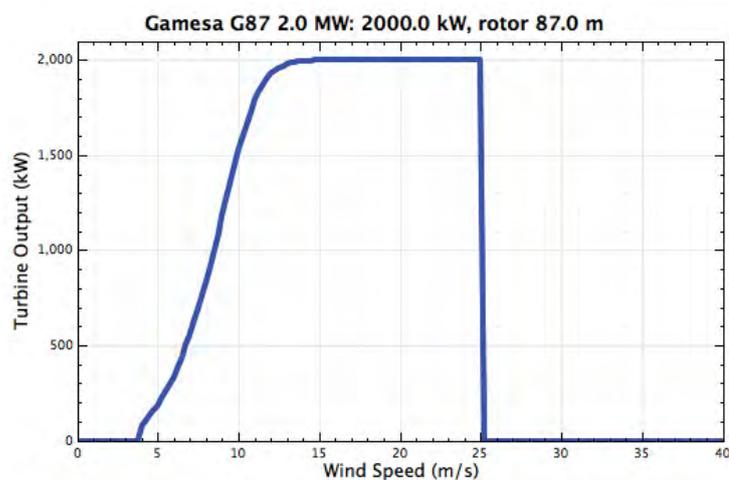


Figura 3.37: Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G87-2W

Del propio programa y del catalogo del fabricante, se toman los datos que se necesitan para el calculo del coste de la turbina.

- Radio del rotor: 43,5 m
- Altura de la torre: 100 m
- Potencia nominal: 2000 kW
- Área barrida: 5945 m²
- Diseño de torre: convencional
- Diseño de palas: convencional
- Transmisión: Multiplicadora + Generador, 3 etapas.
- Limitación de potencia: Pitch

El hecho de considerar la torre como diseño convencional es acorde a la recomendación de la metodología de emplear un la expresión correspondiente a diseño "avanzado" para torres de más de 100 metros.

Además, para el calculo del coste de las palas y como se ha comentado anteriormente, es necesario aplicar dos factores correctores. El BCE representa la proporción sobre el coste total del rotor que representan las palas, y el GDPE representa la variación desde 2002 del IPC. Por lo tanto, siguiendo las recomendaciones de [66] para un diseño de pala clásico y consultando en el INE la variación del IPC desde 2002 hasta 2012, fecha de fabricación de la máquina, se tiene que:

- BCE = 0,6
- GDPE = 1,305

Por lo que, aplicando las ecuaciones anteriormente descritas según la metodología seguida, se tiene la distribución de costes mostrada en la Tabla 3.8.

COMPONENTE	COSTE (€)
Rotor	565.810,2337
Palas	375.656,6239
Eje	83.176,40316
Buje	8.492,022
Sistema de limitación de potencia	98.485,18463
Transmisión, Góndola	1.085.598,962
Eje de baja velocidad	5.565,704159
Rodamientos	36.072,85982
Multiplicadora	305.689,4162
Freno mecánico	5.570,16026
Generador	182.000
Electrónica de control	221.200
Sistema de orientación	53.222,19653
Bastidor	81.513,5078
Conexiones Eléctricas	112.000
Sistema hidráulico y refrigeración	33.600
Carcasa de la góndola	37.693,18
Plataforma y barandillas	11.471,9374
Sistema de control, seguridad y monitorización	49.000
Torre	9.597,858267
Coste Total Aerogenerador	1.710.007,054
Cimentación	90.976,69449
Transporte	120.232
Ensamblaje/instalación	115.587,3708
Accesos/obra civil	137.816
Cableado subterráneo/Transformador	222.488
Ingeniería/permisos	62.434,4
Costes asociados	749.534,4653
Coste Total	2.459.541,519

Tabla 3.8: Inversión inicial del escenario base

Es decir, 1.229.770,76 €/MW que extendido a la instalación completa supone una inversión inicial de:

$$I_{2012} = 20 \text{ MW} * 1.229.770,76 \text{ €/MW} = 24.595.415,19 \text{ €}$$

Comparando los resultados obtenidos con los del estudio [68], en el cual se empleaba la siguiente expresión, basada en datos de presupuestos de parques actuales y en las previsiones de la EWEA para los años 2020 y 2030.

$$y = -0,156 x^2 + 629,6 x - 63186$$

Empleando la ecuación anterior se obtiene una inversión inicial de 22.231.983,67 €, muy semejante a la calculada según la metodología seguida en este estudio.

Además, según [67], el precio referencia de un aerogenerador de 2 MW es de 2.200.000 € incluyendo transporte e instalación. Este resultado es también muy parejo al obtenido anteriormente, dando validez a dichos resultados.

Los costes de operación y mantenimiento se considerarán de 19.200 €/MW dado que este fue el coste medio de los contratos de mantenimiento integral en 2012 tal y como indica el estudio de Bloomberg [64]. Además, tal y como se ha indicado anteriormente, los fabricantes suelen extender el período de garantía un año más, a los dos iniciales, por contratar este servicio de mantenimiento integral. Por lo tanto, el coste anteriormente indicado será el establecido para el período de los 3 a los 10 años de vida del parque. A partir de entonces, y según [78] se tendrá un sobrecoste del 25% hasta la finalización de la vida útil certificada de los aerogeneradores, es decir, 20 años después de su puesta en funcionamiento. No se considerará tasa de actualización debido a que, según el mismo estudio de Bloomberg, el precio de los contratos de mantenimiento integral están a la baja, habiéndose reducido un 38% desde 2008. Dado que no se cuenta con información suficiente para garantizar que el precio de dichos contratos seguirá siendo a la baja, no se considerará actualización alguna.

La repotenciación de parques eólicos en España

La distribución de costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores es la mostrada en la Tabla 3.9 y será introducida en el programa para la obtención de los flujos de caja.

Año	Coste O&M(€/MW)	Coste O&M (€)
2013	0	0
2014	0	0
2015	0	0
2016	19.200	384.000
2017	19.200	384.000
2018	19.200	384.000
2019	19.200	384.000
2020	19.200	384.000
2021	19.200	384.000
2022	19.200	384.000
2023	24.000	480.000
2024	24.000	480.000
2025	24.000	480.000
2026	24.000	480.000
2027	24.000	480.000
2028	24.000	480.000
2029	24.000	480.000
2030	24.000	480.000
2031	24.000	480.000
2032	24.000	480.000

Tabla 3.9: Costes de O&M de los aerogeneradores del escenario base

El contrato de "Full Service" ofrecido por Gamesa incluye los siguientes servicios:

- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento preventivo
- Pequeño correctivo
- Repuestos
- Consumibles
- Acceso al Portal Web e Informes
- Garantía de disponibilidad
- Operación y vigilancia 24x7

Por lo tanto no es necesario contabilizar un sobrecoste por repuestos. Sin embargo, no cubre la infraestructura eléctrica, por lo que este coste si ha de ser considerado.

El resto de costes de operación y mantenimiento se tomarán en base a los datos ofrecidos por el PER 2011-2020. En el mismo documento se indica que dichos costes no han sufrido una variación significativa desde el año 2000, siendo dichos valores actualizados para el mercado Español en el año 2010.

- Los costes de operación y mantenimiento de la infraestructura suponen 1.200 €/MW anuales. Por lo tanto, la distribución de dichos costes a lo largo del período de análisis considerado es el mostrado en la Tabla 3.10, con una tasa de actualización igual al IPC considerado para el estudio.

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2013	1299,84802	25996,96039
2014	1334,943916	26698,87832
2015	1370,987402	27419,74804
2016	1408,004062	28160,08123
2017	1446,020171	28920,40343
2018	1485,062716	29701,25432
2019	1525,159409	30503,18819
2020	1566,338713	31326,77427
2021	1608,629859	32172,59717
2022	1652,062865	33041,2573
2023	1696,668562	33933,37124
2024	1742,478613	34849,57227
2025	1789,525536	35790,51072
2026	1837,842725	36756,85451
2027	1887,464479	37749,28958
2028	1938,42602	38768,5204
2029	1990,763522	39815,27045
2030	2044,514138	40890,28275
2031	2099,716019	41994,32039
2032	2156,408352	43128,16704

Tabla 3.10: Costes de O&M de las infraestructuras del escenario base

- Los costes de alquiler de terrenos suponen 4.000-6.000 €/MW anuales. Posteriormente, el programa ofrecerá una estimación del terreno, en metros cuadrados, ocupado por los aerogeneradores instalados. Por lo tanto, en el apartado correspondiente a los resultados se realizará una comprobación de este coste empleando el coste, por metro cuadrado, estimado por otros autores. Tomando el valor medio del intervalo, es decir, 5.000 €/MW y actualizando dicho coste según el IPC considerado, la distribución del gasto en alquiler de terrenos es la mostrada en la Tabla 3.11:

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2013	5416,033415	108320,6683
2014	5562,266317	111245,3263
2015	5712,447508	114248,9502
2016	5866,68359	117333,6718
2017	6025,084047	120501,6809
2018	6187,761317	123755,2263
2019	6354,830872	127096,6174
2020	6526,411306	130528,2261
2021	6702,624411	134052,4882
2022	6883,59527	137671,9054
2023	7069,452342	141389,0468
2024	7260,327556	145206,5511
2025	7456,3564	149127,128
2026	7657,678022	153153,5604
2027	7864,435329	157288,7066
2028	8076,775083	161535,5017
2029	8294,84801	165896,9602
2030	8518,808907	170376,1781
2031	8748,816747	174976,3349
2032	8985,034799	179700,696

Tabla 3.11: Costes de alquiler de terrenos del escenario base

- El gasto administrativo del parque eólico supone 6.000 €/MW anuales. Actualizando dicho valor según el IPC considerado, la distribución de los gastos de administración es la mostrada en la Tabla 3.12:

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2013	6499,240098	129984,802
2014	6674,719581	133494,3916
2015	6854,937009	137098,7402
2016	7040,020309	140800,4062
2017	7230,100857	144602,0171
2018	7425,31358	148506,2716
2019	7625,797047	152515,9409
2020	7831,693567	156633,8713
2021	8043,149293	160862,9859
2022	8260,314324	165206,2865
2023	8483,342811	169666,8562
2024	8712,393067	174247,8613
2025	8947,62768	178952,5536
2026	9189,213627	183784,2725
2027	9437,322395	188746,4479
2028	9692,1301	193842,602
2029	9953,817612	199076,3522
2030	10222,57069	204451,4138
2031	10498,5801	209971,6019
2032	10782,04176	215640,8352

Tabla 3.12: Costes administrativos del escenario base

- En el apartado referente a los seguros, se indica que su importe es del 0,75% anual de la inversión inicial. Como se ha comentado anteriormente, estimar el coste de los seguros es complicado pues es decisión del productor correr más o menos riesgo. El coste de los seguros asciende en función de si el productor toma la decisión de asegurar el parque únicamente contra daños a terceros, es decir, un seguro de responsabilidad, contra rotura de las máquinas o si decide contratar un seguro de garantía de la producción que le remunere en caso de que un fallo ocurra, siempre que no sea responsabilidad del propietario del parque. Tomando el dato ofrecido por el PER 2011-2020 y actualizando dicho valor según el IPC considerado a lo largo de todo el estudio, se tiene la distribución del gasto en seguros indicada en la Tabla 3.13:

Año	Total (€)
2013	199814,3858
2014	205209,3742
2015	210750,0273
2016	216440,278
2017	222284,1655
2018	228285,838
2019	234449,5556
2020	240779,6936
2021	247280,7453
2022	253957,3255
2023	260814,1733
2024	267856,1559
2025	275088,2721
2026	282515,6555
2027	290143,5782
2028	297977,4548
2029	306022,8461
2030	314285,4629
2031	322771,1704
2032	331485,992

Tabla 3.13: Costes de los seguros del escenario base

A continuación se diseña el layout del parque eólico. Como se ha indicado anteriormente, la distancia entre turbinas es de cuatro veces el diámetro del rotor, es decir, 348 metros. Por otra parte, al estar configurado por una sola fila de aerogeneradores, no es necesario introducir ninguna separación adicional.

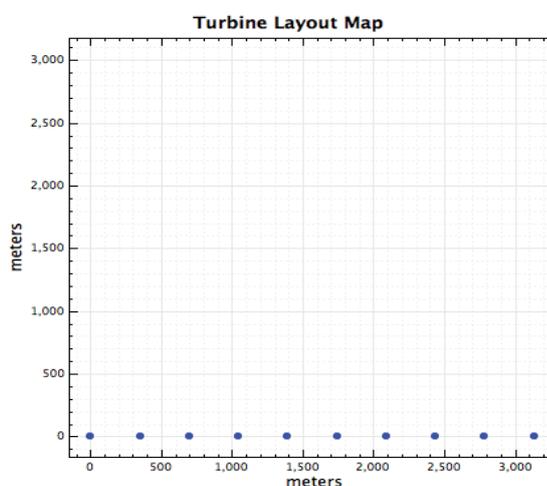


Figura 3.37 Layout del escenario base

En el apartado correspondiente a la financiación, lo primero que se debe introducir es el precio de venta de la energía producida. En el escenario base, la instalación de un nuevo parque eólico, la legislación vigente permite acogerse a una tarifa regulada igual a 0,081247 €/kWh en 2013, actualizada según el IPC subyacente con impuestos constantes con una deducción de 50 puntos básicos y disponible durante un período de 10 años. Durante el período de los 10 a los 20 años, se ingresará en función del precio de venta en el mercado mayorista, actualizado según se ha indicado con anterioridad. Por lo tanto, teniendo en cuenta todos estos factores, se tendrán unos ingresos iguales a los representados en la Tabla 3.14.

Año	Precio (€/kWh)
2013	0,081247
2014	0,082628199
2015	0,084032878
2016	0,085461437
2017	0,086914282
2018	0,088391825
2019	0,089894486
2020	0,091422692
2021	0,092976878
2022	0,094557484
2023	0,059997316
2024	0,061317257
2025	0,062666236
2026	0,064044893
2027	0,065453881
2028	0,066893867
2029	0,068365532
2030	0,069869573
2031	0,071406704
2032	0,072977651

Tabla 3.14: Ingresos del escenario base por kWh producido

Como ya se ha indicado, se supondrá que el 80% de la inversión inicial se financia con fondos ajenos y por lo tanto, el 20% restante con fondos propios. De igual manera, en base a las hipótesis realizadas, el coste de los fondos propios es del 15%, el coste de la deuda del 5,5% y la tasa impositiva del 30%, obteniéndose una rentabilidad mínima exigida de:

$$WACC = 6,08 \%$$

El valor de la rentabilidad mínima exigida obtenido es alto aunque se ha de tener en cuenta que en un proyecto de una instalación eólica, un 8 o 9% se considera una rentabilidad suficiente y la cifra calculada se encuentra por debajo de la rentabilidad mínima para una inversión de este tipo.

El valor calculado del WACC se hará coincidir con la tasa de descuento del VAN para el cálculo del mismo.

Finalmente, comentar que al final de la vida útil del parque, se debe proceder al desmantelamiento del mismo, con un coste residual de los aerogeneradores de un 2% de la inversión inicial. El coste de desmantelamiento se estima de un 3%, viéndose compensado con el coste residual de los aerogeneradores [68].

3.5.4.2 Caso 1: Repotenciación del escenario base

El siguiente caso busca analizar el escenario base considerando que, en un cierto punto, se acometerá una repotenciación del mismo, extendiendo el estudio hasta la finalización de la vida útil de las nuevas máquinas, es decir, 20 años más a partir de la puesta en marcha del parque repotenciado.

Procediendo de la misma manera que en el escenario base, lo primero es modelar el aprovechamiento del recurso eólico. Dado que el emplazamiento es el mismo, no será necesario modelarlo de nuevo. Se toma un "emplazamiento tipo" donde la velocidad media del viento a 80 metros es de 7,50329 m/s, es decir, una zona de clase II según la clasificación IEC. De la misma manera que en el caso base, cuando se introduzca en el módulo correspondiente la altura de la torre, el programa calculará la velocidad media del viento correspondiente

El escenario base estaba formado por 10 aerogeneradores con una potencia nominal de 2 MW por máquina. La potencia instalada en el escenario base era, por tanto, de 20 MW. Aumentando dicha potencia un 40% según la legislación vigente, para mantener los permisos y renovar la licencia de explotación, nos supone una potencia del parque repotenciado igual a:

$$P = 1,4 * 20 \text{ MW} = 28 \text{ MW}$$

Conocida la potencia que tendrá el parque repotenciado, se procede a calcular la potencia unitaria de cada máquina, de igual forma que anteriormente. Se ha supuesto proyectar la repotenciación del parque 12 años después de su puesta en marcha y comenzar a producir con la nueva instalación 13 años después. El motivo de esta elección es que, como se verá posteriormente, 9 años son necesarios para amortizar la instalación original pero el accionista no tiene un flujo de caja acumulado positivo hasta pasados los 11 años de operación. Por lo tanto, a los 12 años el parque se encuentra totalmente amortizado y además, es un tiempo razonable para que las máquinas del escenario base tengan aún un valor residual significativo y sean de interés en el mercado de segunda mano ya que, máquinas de más de 12 años tienen una probabilidad menor de ser reutilizadas [49]. De esta manera, la potencia de los aerogeneradores para el año 2024 será de:

$$\begin{aligned} P &= 1,09074 * 2024^2 - 4251,71149 * 2024 + 4141126,735811 \\ &= 3961,98628 \text{ kW} \end{aligned}$$

Lo siguiente será calcular el número de aerogeneradores a emplear para alcanzar la potencia anteriormente calculada:

$$N = \frac{28 \text{ MW}}{3,96198628 \text{ MW/aero.}} = 7,06 \text{ aerogeneradores}$$

Antes de elegir un modelo comercial de aerogenerador se calculará, de igual manera que anteriormente, las dimensiones de la máquina, comenzando por

el diámetro del rotor:

$$D = 58,54 * 3,96198628^{0,519} = 119,61 \text{ m}$$

A su vez, como se ha comentado anteriormente, la altura se calculará atendiendo a la proporción altura-diámetro de 1,125:

$$H = 119,61 * 1,125 = 134,56 \text{ m}$$

Con estos datos se busca un aerogenerador comercial que se ajuste a las necesidades. Los principales fabricantes que operan en España no tienen aerogeneradores de estas potencias en sus catálogos. Tanto Vestas, Enercon, Siemens o General Electric dan soluciones onshore próximas a los 3 MW salvo alguna excepción como el Enercon E-126 que asciende a los 7,580 MW. Únicamente Gamesa ofrece una gama de aerogeneradores onshore en el rango de los 4-5 MW por lo que se tomará para el estudio el modelo Gamesa G-128 de 4.5 MW que además cumple con la certificación para zonas de viento de clase II.

Las torres disponibles para este aerogenerador son de 81, 95, 120 y 140 metros y el diámetro de su rotor es de 128 metros. Comparando con los datos teóricos calculados, es decir, 134,56 metros de altura de la torre y 119,61 metros de diámetro del rotor, se observa que la turbina Gamesa se ajusta bastante bien. Recalculando las dimensiones de la turbina para la potencia nominal de la misma, se obtienen los siguientes resultados:

$$D = 58,54 * 4,5^{0,519} = 127,78 \text{ m}$$

$$H = 127,78 * 1,125 = 143,754 \text{ m}$$

Por lo tanto, la altura de la torre elegida será 140 metros.

Además, conociendo la potencia unitaria, serán necesarios 6

aerogeneradores, siendo la potencia total del parque:

$$P = 6 * 4,5 \text{ MW} = 27 \text{ MW}$$

Tan solo 1 MW por debajo de la máxima potencia permitida para conservar los permisos y renovar la instalación, es decir, un resultado muy bien ajustado.

Una vez introducida la altura de la torre en el programa, se recalcula la velocidad media del viento para el dato introducido, siendo en este caso de 8,46488 m/s, acorde con una zona de clase II. Este dato ya refleja una de las principales ventajas de la repotenciación ya que el aprovechamiento eólico es significativamente mayor que en el caso base, debido al aumento de la altura de la torre, aumentando la eficiencia.

Este modelo de turbina no se encuentra entre los modelos cargados por el SAM para su análisis, por lo que tomando todos los datos necesarios del catálogo del fabricante se modelará la turbina. La curva de potencia del modelo Gamesa G128-4.5 MW es la mostrada en la Figura 3.38.

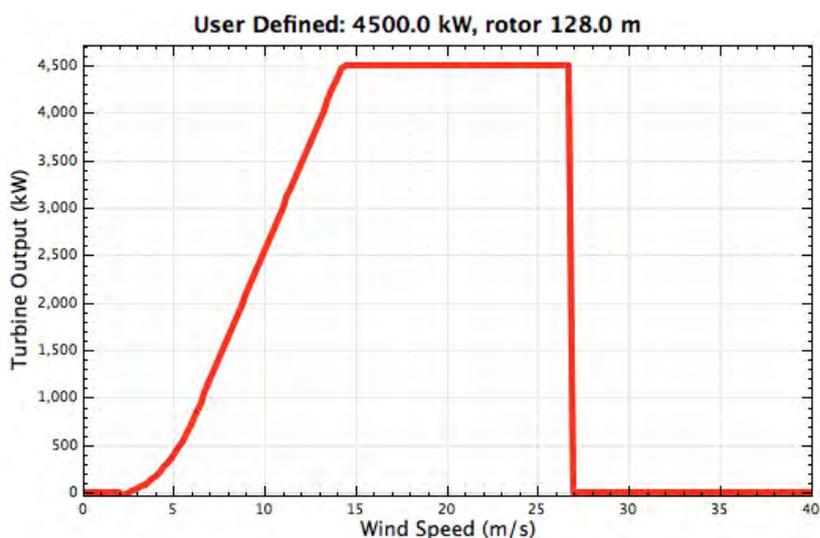


Figura 3.38: Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G128-4.5 MW

El inventario de datos del catálogo del fabricante, necesarios para calcular el coste de la turbina es el siguiente:

- Radio del rotor: 64 m
- Altura de la torre: 140 m
- Potencia nominal: 4500 kW
- Área barrida: 12868 m²
- Diseño de torre: convencional
- Diseño de palas: Avanzado (fibra de vidrio + fibra de carbono)
- Transmisión: Multiplicadora + Generador múltiple, 2 etapas sin eje de baja velocidad.
- Limitación de potencia: Pitch

Como se ha indicado, la transmisión es particular ya que cuenta con un eje principal integrado en una multiplicadora de dos etapas con salida a media velocidad, es decir, se prescinde del eje de baja velocidad. A su vez, el generador lo componen cuatro módulos trabajando en paralelo para que en caso de fallo de uno de ellos, la máquina pueda trabajar a carga parcial. Estas características de diseño han de ser tenidas en cuenta a la hora de estimar los costes de la máquina.

Para la estimación de los coeficientes correctivos del precio de las palas, se tendrá en cuenta que al ser un diseño avanzado, su peso según [66] asciende al 61% del peso total del rotor. A su vez, la variación del IPC para considerar el aumento del precio de la mano de obra desde 2002, se tomará igual al considerado en el período anterior más el acumulado:

- BCE = 0,61
- GDPE = 1,61

De igual manera, siguiendo las recomendaciones de la metodología [66] se considerará un diseño de torre avanzado ya que la altura de la misma sobrepasa los 100 metros de altura.

Por lo que, aplicando las mismas ecuaciones que en el escenario base pero

teniendo en cuenta las peculiaridades del caso actual, obtenemos un coste inicial de la inversión, por máquina, de:

COMPONENTE	COSTE (€)
Rotor	1628679,247
Palas	1153420,782
Eje	186024,7276
Buje	14406,805
Sistema de limitación de potencia	274826,9329
Transmisión, Góndola	2672574,589
Eje de baja velocidad	0
Rodamientos	140654,1068
Multiplicadora	841698,1404
Freno mecánico	12533,06026
Generador	409500
Electronica de control	497700
Sistema de orientación	167158,3515
Bastidor	173272,4647
Conexiones Eléctricas	252000
Sistema hidráulico y refrigeración	75600
Carcasa de la góndola	78072,68
Plataforma y barandillas	24385,78491
Sistema de control, seguridad y monitorización	49000
Torre	24170,12957
Coste Total Aerogenerador	4374423,965
Cimentación	142336,2521
Transporte	998445,75
Ensamblaje/instalación	269903,2247
Accesos/obra civil	303864,75
Cableado subterráneo/Transformador	509811,75
Ingeniería/Permisos	28179,9
Costes asociados	2252541,627
Coste Total	6626965,592

Tabla 3.15: Inversión inicial del parque repotenciado

Indicar que, como se puede observar, el coste del transporte se incrementa de una manera muy significativa respecto a la turbina de 2 MW del

escenario base. Este hecho está en consonancia con lo indicado por [63] respecto a las turbinas onshore de 3-5 MW y sus elevados costes de transporte respecto al rango inferior de potencias.

La Tabla 3.15 recoge el coste de una instalación nueva y únicamente en el apartado Ingeniería/Permisos, se ha podido eliminar la componente que cuantifica el coste en permisos ya que la expresión correspondiente así lo permite. Sin embargo, para el cálculo del coste por restauración de terrenos, en un proyecto de repotenciación, se ha de considerar que la instalación resultante va a seguir operando sobre los terrenos ocupados por la instalación remplazada. Por supuesto, es improbable que los nuevos aerogeneradores aprovechen en su totalidad las posiciones de los antiguos y por tanto se generará un flujo de caja negativo en el análisis. Dicho flujo de caja negativo no llegará en ningún caso a la magnitud que podría representar en una instalación nueva y por tanto, se ha considerado, según [77], una reducción del 10% del coste unitario de la inversión inicial para representar el ahorro producido en infraestructuras y recursos aprovechables del parque original.

$$I_{repot} = 6.626.965,592 * 0,9 = 5.964.269,033 \text{ €}$$

Es decir, la inversión inicial asciende a 1.325.395,118 €/MW que extendido a la instalación completa supone un total de:

$$I_{repot} = 27 \text{ MW} * 1.325.395,118 \text{ €/MW} = 35.785.614,2 \text{ €}$$

A continuación, se procederá a realizar la estimación del precio de venta de los aerogeneradores en el mercado de segunda mano y que supondrá una deducción en la inversión anteriormente calculada. Los supuestos necesarios para la estimación del precio de venta son los siguientes:

- Los aerogeneradores han sido sometidos a un mantenimiento adecuado, llevado a cabo por parte del fabricante que los ha diseñado y

que más experiencias operativas acumula con el mismo modelo en otros parques eólicos, por lo que su estado es óptimo y están preparados para operar con las mínimas modificaciones tras su desmantelamiento.

- El coste de desmantelamiento corre a cargo del comprador, así como su transporte hasta el nuevo emplazamiento. Los impuestos derivados de la venta también corren a cargo del comprador.
- No se contratará un intermediario para su venta. El motivo por el que la venta se realizará de forma directa guarda relación con el modelo vendido, el Gamesa G87 de 2 MW. Gamesa es un fabricante puntero, con una amplia experiencia, una completa gama de servicios post venta y cuya continuidad en el mercado no está en entredicho. Esto garantiza los repuestos necesarios en el medio plazo de operación remanente de la máquina y un servicio de mantenimiento por parte del fabricante si así lo desea el nuevo comprador.
- Para la estimación del precio de venta se hará uso de la Figura 3.10 que representa la evolución del precio de venta en el mercado de segunda mano de aerogeneradores en función de su vida consumida. Según esto, el precio correspondiente a los 12 años es del 15% del valor original.

Según las consideraciones indicadas, el precio de venta por aerogenerador es de:

$$\text{Precio venta} = 0,15 * 1.710.007,054 = 256.501,0581 \text{ €}$$

Por lo que, procediendo a la venta de las 10 unidades disponibles, se tiene un montante de:

$$\text{Ingreso por venta} = 10 * 256.501,0581 \text{ €} = 2.565.010,581 \text{ €}$$

Esta cantidad será deducida de la inversión calculada y concretamente de la parte proporcional de la inversión correspondiente al accionista. En el estudio de la rentabilidad del proyecto de repotenciación, por separado, esta cantidad no será deducida. Sin embargo, el estudio de la rentabilidad total del escenario base más la repotenciación del mismo, si se considerará la deducción en el ejercicio correspondiente al año 12.

El período administrativo para la repotenciación es muy variable, llevando desde los 9 meses hasta incluso más tiempo que una instalación nueva [77]. Para el presente análisis se ha considerado, por simplicidad, un período de un año y por lo tanto, el año 0 será 2024 donde estará incluido el coste de la inversión inicial. A partir de 2025 la nueva instalación se pone en funcionamiento y comenzarán los ingresos del nuevo parque repotenciado.

Los costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores, de igual manera que en el caso base, presentándose los resultados en la Tabla 3.16.

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2025	0	0
2026	0	0
2027	0	0
2028	19200	518400
2029	19200	518400
2030	19200	518400
2031	19200	518400
2032	19200	518400
2033	19200	518400
2034	19200	518400
2035	24000	648000
2036	24000	648000
2037	24000	648000
2038	24000	648000
2039	24000	648000
2040	24000	648000
2041	24000	648000
2042	24000	648000
2043	24000	648000
2044	24000	648000

Tabla 3.16: Costes de O&M de los aerogeneradores del parque repotenciado

Los costes de operación y mantenimiento de la infraestructura, de igual manera que se consideraron en el escenario base y actualizados a los años que comprende la repotenciación son los mostrados en la Tabla 3.17.

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2025	1789,525536	48317,18947
2026	1837,842725	49621,75359
2027	1887,464479	50961,54093
2028	1938,42602	52337,50254
2029	1990,763522	53750,61511
2030	2044,514138	55201,88171
2031	2099,716019	56692,33252
2032	2156,408352	58223,0255
2033	2214,631377	59795,04719
2034	2274,426424	61409,51346
2035	2335,835938	63067,57032
2036	2398,903508	64770,39472
2037	2463,673903	66519,19538
2038	2530,193098	68315,21366
2039	2598,508312	70159,72442
2040	2668,668036	72054,03698
2041	2740,722073	73999,49598
2042	2814,721569	75997,48237
2043	2890,719052	78049,4144
2044	2968,768466	80156,74859

Tabla 3.17: Costes de O&M de las infraestructuras del parque repotenciado

Cabe destacar que, para realizar la repotenciación, se han de adecuar las infraestructuras eléctricas a la nueva potencia del parque eólico, incurriéndose en unos gastos ya estimados en el cálculo de la inversión inicial. Por lo tanto, la envergadura de la instalación será mayor y es posible que su mantenimiento sea más costoso que la instalación original. Sin embargo, en el presente estudio se ha supuesto la misma estructura de costes que en el escenario base.

Los costes de alquiler de terrenos y el gasto administrativo también están considerados como en el escenario base. Actualizados a los años que comprende el estudio son los mostrados en la Tabla 3.18 y 3.19.

La repotenciación de parques eólicos en España

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2025	7456,3564	201321,6228
2026	7657,678022	206757,3066
2027	7864,435329	212339,7539
2028	8076,775083	218072,9272
2029	8294,84801	223960,8963
2030	8518,808907	230007,8405
2031	8748,816747	236218,0522
2032	8985,034799	242595,9396
2033	9227,630739	249146,0299
2034	9476,776769	255872,9728
2035	9732,649741	262781,543
2036	9995,431284	269876,6447
2037	10265,30793	277163,3141
2038	10542,47124	284646,7236
2039	10827,11797	292332,1851
2040	11119,45015	300225,1541
2041	11419,67531	308331,2333
2042	11728,00654	316656,1766
2043	12044,66272	325205,8933
2044	12369,86861	333986,4524

Tabla 3.18: Costes de alquiler de terrenos del parque repotenciado

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2025	8947,62768	241585,9474
2026	9189,213627	248108,7679
2027	9437,322395	254807,7047
2028	9692,1301	261687,5127
2029	9953,817612	268753,0755
2030	10222,57069	276009,4086
2031	10498,5801	283461,6626
2032	10782,04176	291115,1275
2033	11073,15689	298975,2359
2034	11372,13212	307047,5673
2035	11679,17969	315337,8516
2036	11994,51754	323851,9736
2037	12318,36951	332595,9769
2038	12650,96549	341576,0683
2039	12992,54156	350798,6221
2040	13343,34018	360270,1849
2041	13703,61037	369997,4799
2042	14073,60785	379987,4119
2043	14453,59526	390247,072
2044	14843,84233	400783,7429

Tabla 3.19: Costes administrativos del parque repotenciado

En el apartado referente a los seguros, al igual que en escenario base, se indica que su importe es del 0,75% anual de la inversión inicial. Dado que los seguros cubren un coste asociado a una infraestructura, se considerará el 0,75% de la inversión inicial sin descontar el ingreso percibido por la venta de los aerogeneradores del escenario base en el mercado de segunda mano. Los resultados se muestran en la Tabla 3.20.

Año	Total (€)
2025	275088,2721
2026	282515,6555
2027	290143,5782
2028	297977,4548
2029	306022,8461
2030	314285,4629
2031	322771,1704
2032	331485,992
2033	340436,1138
2034	349627,8889
2035	359067,8419
2036	368762,6736
2037	378719,2658
2038	388944,686
2039	399446,1925
2040	410231,2397
2041	421307,4832
2042	432682,7852
2043	444365,2204
2044	456363,0814

Tabla 3.20: Costes de los seguros del parque repotenciado

De igual manera que en el caso base, la disponibilidad será del 98%, no se considera pérdida del rendimiento de las máquinas y el mantenimiento se realiza en las horas de poco viento, no afectando significativamente la producción del parque.

El layout de la instalación es semejante al del caso base a fin de aprovechar los accesos originales a pesar de que deben ser adaptados para maquinaria más pesada y para la nueva disposición de los aerogeneradores. La distancia entre turbinas debe ser igual a cuatro veces el diámetro, es decir, 512 metros y al ser la disposición en fila, no hace falta ningún parámetro

más. En cuanto a la orientación, la línea de aerogeneradores sigue siendo paralela al ecuador.

La pérdidas del parque eólico son las mismas, un 4%, y el coeficiente de rugosidad, al ser el mismo emplazamiento, permanece invariable. Respecto a la orientación, siguen suponiéndose paralelos al ecuador por las consideraciones anteriormente indicadas. El modelo de estelas empleado en el caso base no se modifica.

De esta forma, el layout del parque es el mostrado en la Figura 3.39.

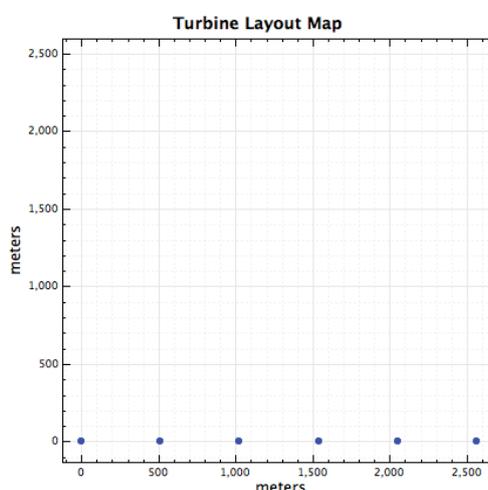


Figura 3.39 Layout del parque repotenciado

En el apartado correspondiente a la financiación, lo primero que debemos introducir es el precio de venta de la energía producida. Al renovar los permisos, a pesar de no contar con una prima destinada especialmente a la repotenciación, se puede volver a optar por la tarifa regulada correspondiente a 0,081247 €/kWh en 2013 y actualizada a 2024 mediante el IPC subyacente a impuestos constantes supuesto con una deducción de 50 puntos básicos, durante un período de 10 años. A partir de esos diez años, el parque vuelve a percibir el precio de venta de la energía en el mercado mayorista. En conclusión, el modelo de ingresos de la repotenciación es exactamente igual al del escenario base, según la legislación vigente en la actualidad. El sistema de ingresos del parque eólico es el mostrado en la Tabla 3.21.

Año	Precio (€/kWh)
2026	0,101153222
2027	0,102872827
2028	0,104621665
2029	0,106400233
2030	0,108209037
2031	0,110048591
2032	0,111919417
2033	0,113822047
2034	0,115757022
2035	0,117724891
2036	0,079614737
2037	0,081366261
2038	0,083156319
2039	0,084985758
2040	0,086855445
2041	0,088766265
2042	0,090719122
2043	0,092714943
2044	0,094754672
2045	0,096839275

Tabla 3.21: Ingresos del parque repotenciado por kWh producido

En lo referente al tipo de financiación, se continuará financiando el 80% de la inversión con fondos ajenos. El periodo de devolución de dicha deuda será equivalente al del escenario base, 10 años. El tipo de interés, de forma también análoga al escenario base, será del 5,5% y el coste del capital propio del 15%, obteniéndose una rentabilidad mínima del:

$$WACC = 6,08 \%$$

De igual manera que en el caso base, la tasa impositiva se ha supuesto del 30%.

3.5.4.3 Caso 2: Extensión de vida del escenario base

Este caso busca analizar el escenario base en el que, en un cierto punto de la vida útil del aerogenerador, se implantará un programa de extensión de vida.

Los supuestos principales para el análisis de este caso son los siguientes:

- El período extendido será de 10 años, es decir, una vida útil total de las máquinas de 30 años.
- Como se ha indicado, estos programas son muy novedosos y en la actualidad solo los fabricantes Gamesa y General Electric trabajan en esta línea. Por ello, se seguirán las recomendaciones indicadas en el programa "Life Extension" de Gamesa, que además es el fabricante de la turbina instalada en el escenario base.
- Se contratará un mantenimiento "Premium". El motivo de este contrato es la garantía de disponibilidad y la garantía por pérdida de producción, que permitirá hacer las estimaciones de producción de energía durante el periodo extendido de igual forma que se hicieron en el caso base. En el caso del fabricante Gamesa, este contrato es semejante al "Full Service" ofrecido por la compañía y considerado en el escenario base con la salvedad de la garantía por pérdida de la producción, cubriendo los siguientes aspectos:
 - Mantenimiento predictivo
 - Mantenimiento preventivo
 - Pequeño correctivo
 - Repuestos
 - Consumibles
 - Acceso al Portal Web e Informes
 - Garantía de disponibilidad
 - Operación y vigilancia 24x7

- Garantía de exactitud del plan de negocio
- El programa de extensión de vida comenzara a la mitad de la nueva vida del parque eólico, es decir, en el año 15 después de su puesta en marcha, tal y como recomienda el fabricante.
- El contrato no incluye el reacondicionamiento de grandes componentes ni su sustitución. Gamesa recomienda la sustitución de la caja multiplicadora en el año 15 por una de tecnología más avanzada. A su vez, un cambio de generador y el reacondicionamiento completo del juego de palas se prevé necesario. Estos costes serán considerados como inversión inicial
- El contrato tampoco incluye el mantenimiento de la infraestructura eléctrica. Por este motivo, el sistema de gastos de O&M considerado en el escenario base tendrá continuidad durante el presente caso.
- Cuando se sustituye un componente de un aerogenerador, el coste no es equivalente al de la pieza estimada en el coste total del aerogenerador nuevo. Se ha de añadir un cargo por sustitución que se refiere al aumento del coste sobre el de la pieza en concepto mano de obra y grúa para llevar a cabo la sustitución. Lo mismo sucede en el caso de un reacondicionamiento de las palas, ya que el mismo requiere retirarlas y volverlas a instalar. En la Tabla 3.14 [79] se muestra la carga por sustitución de los principales componentes:

Componente	Cargo por sustitución
Multiplicadora	26%
Generador	23%
Juego de palas	7%
Cojinete eje principal	179%
Cojinete de orientación	418%

Tabla 3.14 Cargo por sustitución de los principales componentes

- Todos los parámetros referentes a las condiciones del viento en el emplazamiento original permanecen invariables, así como el coste de alquiler de terrenos, seguros, etc. En resumen, todos los parámetros del análisis del caso base en los que no influye el programa de extensión de vida que son los gastos de operación y mantenimiento de los aerogeneradores y la inversión inicial en componentes críticos sustituidos o reacondicionados.
- No se tendrán en cuenta los tiempos de parada ocasionados por la sustitución del generador y la multiplicadora, así como del reacondicionamiento de las palas. Como referencia indicar que, según [80] el reacondicionamiento de las palas será lo que más demore la nueva puesta en marcha del parque eólico, con un tiempo total de parada por aerogenerador de entre uno y dos meses. Sin embargo, optando por reacondicionarlos máquina por máquina, la operación se demoraría de 10 a 20 meses teniendo en cuenta que se cuenta con 10 aerogeneradores, perdiendo durante este periodo un 10% de la producción, correspondiente a la puesta fuera de servicio de una sola máquina a la vez. Esta consideración será introducida en el SAM.

A continuación, se desarrollan todos los componentes del análisis económico del programa de extensión de vida aplicado al escenario base anteriormente descrito.

Se procede a realizar la estimación de la inversión inicial, llevada a cabo en el año 15 después de la puesta en marcha del parque eólico.

Como se ha comentado, se sustituirán la multiplicadora y el generador, estimando su coste según la metodología empleada para todo el estudio y añadiéndole un cargo por sustitución.

En cuanto al reacondicionamiento de las palas el coste puede alcanzar los 20.000 € por unidad [81]. Este coste está referido a palas que no han sido

sometidas a un mal uso o a la caída de rayos por ejemplo, etc. Es decir, el reacondicionamiento es una reparación en base al desgaste normal en el tiempo de las palas sometidas a distintos ciclos térmicos, hielo, erosión, ciclos de fatiga, humedad, etc. y no una reparación severa de las mismas, cuyo coste sería mucho más elevado.

El coste de reacondicionamiento de las palas, así como de sustitución del generador y multiplicadora considerando el cargo adicional anteriormente descrito, se presenta en la Tabla 3.15.

Componente	Coste Unitario (mil €)	Coste Total (mil €)
Pala	21,4	642
Multiplicadora	354,9042	3.549,042
Generador	206,271	2.062,71
Total		6.253,752

Tabla 3.15: Costes de sustitución y reacondicionamiento

Por lo tanto, la inversión inicial del programa de extensión de vida será:

$$I = 6.253.752 \text{ €}$$

Los costes de operación y mantenimiento serán iguales a los considerados en el escenario base hasta el año 15. A partir de entonces, se continuará, como parte del programa de extensión de vida, con el servicio de mantenimiento integral "Pemium" con el fabricante de los aerogeneradores y responsable del programa de extensión de vida.

Por lo tanto, el precio supuesto para el presente estudio será de 19.200 €/MW con el correspondiente recargo del 25% por la antigüedad del parque, es decir, 24.000 €/MW. Esto es lo que se indica en el programa de extensión de vida de Gamesa, donde se establece que el coste de O&M de las máquinas se estabilizará al correspondiente a unas máquinas de 10 años de antigüedad. Además, se tendrá un sobrecargo equivalente a un 0,5% de la producción debido a la garantía por pérdida en la producción [63] que asegura la exactitud del plan de negocio por parte del fabricante y que será

introducido en el apartado correspondiente del programa. Los costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores, durante el período extendido son los expuestos en la Tabla 3.22.

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2033	24000	480000
2034	24000	480000
2035	24000	480000
2036	24000	480000
2037	24000	480000
2038	24000	480000
2039	24000	480000
2040	24000	480000
2041	24000	480000
2042	24000	480000

Tabla 3.22: Costes de O&M de los aerogeneradores durante el período extendido

Los costes de operación y mantenimiento del resto de la infraestructura siguen la misma estructura que en el escenario base, siendo los presentados en la Tabla 3.23 los costes correspondientes al periodo extendido de los 20-30 años.

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2033	2214,631377	44292,62755
2034	2274,426424	45488,52849
2035	2335,835938	46716,71876
2036	2398,903508	47978,07017
2037	2463,673903	49273,47806
2038	2530,193098	50603,86197
2039	2598,508312	51970,16624
2040	2668,668036	53373,36073
2041	2740,722073	54814,44147
2042	2814,721569	56294,43139

Tabla 3.23: Costes de O&M de la instalación durante el período extendido

Los gastos en alquiler de terrenos, en consonancia con el escenario base y para el período extendido son los mostrados en la Tabla 3.24.

La repotenciación de parques eólicos en España

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2033	9227,630739	184552,6148
2034	9476,776769	189535,5354
2035	9732,649741	194652,9948
2036	9995,431284	199908,6257
2037	10265,30793	205306,1586
2038	10542,47124	210849,4249
2039	10827,11797	216542,3593
2040	11119,45015	222389,003
2041	11419,67531	228393,5061
2042	11728,00654	234560,1308

Tabla 3.24 : Costes de alquiler de terrenos del período extendido

De la misma forma, los gastos incurridos en concepto de seguros y administración son los mostrados en la Tabla 3.25 y 3.26

Año	Total (€)
2033	340436,1138
2034	349627,8889
2035	359067,8419
2036	368762,6736
2037	378719,2658
2038	388944,686
2039	399446,1925
2040	410231,2397
2041	421307,4832
2042	432682,7852

Tabla 3.25 : Coste de los seguros durante el período extendido

Año	Coste (€/MW)	Total (€)
2033	11073,15689	221463,1377
2034	11372,13212	227442,6424
2035	11679,17969	233583,5938
2036	11994,51754	239890,3508
2037	12318,36951	246367,3903
2038	12650,96549	253019,3098
2039	12992,54156	259850,8312
2040	13343,34018	266866,8036
2041	13703,61037	274072,2073
2042	14073,60785	281472,1569

Tabla 3.26 : Gastos administrativos del período extendido

Los ingresos del parque vendrán dados por el precio del mercado actualizado según se ha indicado anteriormente. No existe ninguna consideración al respecto pues no se cuenta con prima para la extensión de vida y simplemente el parque sigue produciendo con el mismo sistema de ingresos que venía considerando tras los 10 años de vida de la instalación y por tanto, fecha de finalización de las primas. El sistema de ingresos, durante el período extendido, es el recogido en la Tabla 3.27:

Año	Precio (€/kWh)
2033	0,07458316
2034	0,076223989
2035	0,077900917
2036	0,079614737
2037	0,081366261
2038	0,083156319
2039	0,084985758
2040	0,086855445
2041	0,088766265
2042	0,090719122

Tabla 3.27. Ingresos del parque eólico en el período extendido

En el apartado de financiación, dado que la inversión es de una envergadura considerable, se elegirá financiarla a 5 años. El porcentaje de fondos ajenos será del 80% y el resto de parámetros no varían, siendo la tasa impositiva del 30% y el tipo de interés del 5,5%, obteniéndose una rentabilidad mínima exigida de:

$$WACC = 6,08 \%$$

3.6 INTERPRETACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS RESULTADOS

3.6.1 Escenario base

El primer resultado que se obtiene de la simulación de todos los parámetros del parque eólico introducidos es la producción de energía anual. La Figura 3.39 muestra la producción tal y como la ha modelado el programa en base al "emplazamiento tipo" elegido. Como es natural, la producción desciende durante los meses de verano dado que es la estación en la que, generalmente, menos horas de viento hay disponibles. Dado que se han supuesto los mismos datos de disponibilidad, perdidas del parque y no se ha considerado perdida alguna en el rendimiento de las máquinas por el envejecimiento de las mismas, este output se mantiene constante para cada uno de los años objeto del estudio.

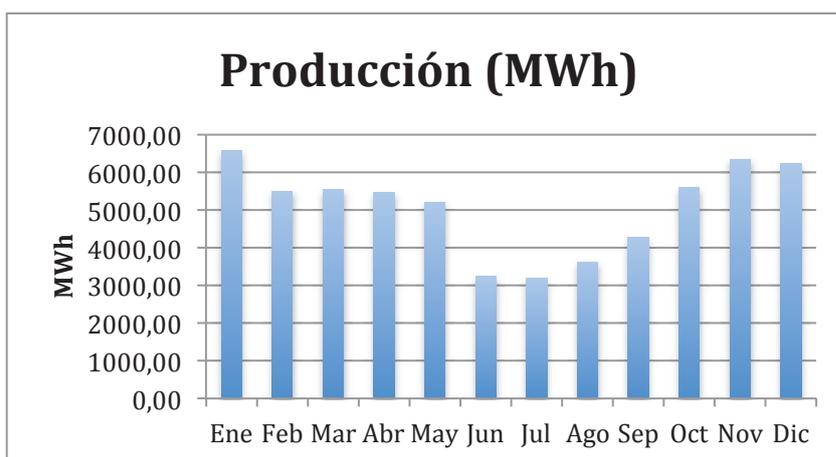


Figura 3.39: Producción anual del escenario base

El programa ofrece el dato de la producción media anual que posteriormente empleará para el cálculo de los ingresos brutos del parque en función del precio de venta considerado. Dicha producción media anual asciende a 60.826,028 MWh, lo que equivale a 3.041,3 horas equivalentes.

Los resultados para la valoración de la rentabilidad del parque eólico según la metodología descrita, es decir, el VAN y la TIR, son los mostrados en la Tabla 3.28:

	Proyecto	Accionista
VAN	3.650.168,92 €	4.087.385,45 €
TIR	8%	12%

Tabla 3.28: Datos de VAN y TIR del escenario base

De los resultados obtenidos del VAN y el TIR tanto del proyecto como del accionista, se deduce que el proyecto es rentable dado que el VAN es positivo y el TIR se sitúa por encima de la rentabilidad mínima exigida o WACC.

A continuación se presentan, en la Figura 3.40 y 3.41, los flujos de caja acumulados tanto para el accionista como para el proyecto.

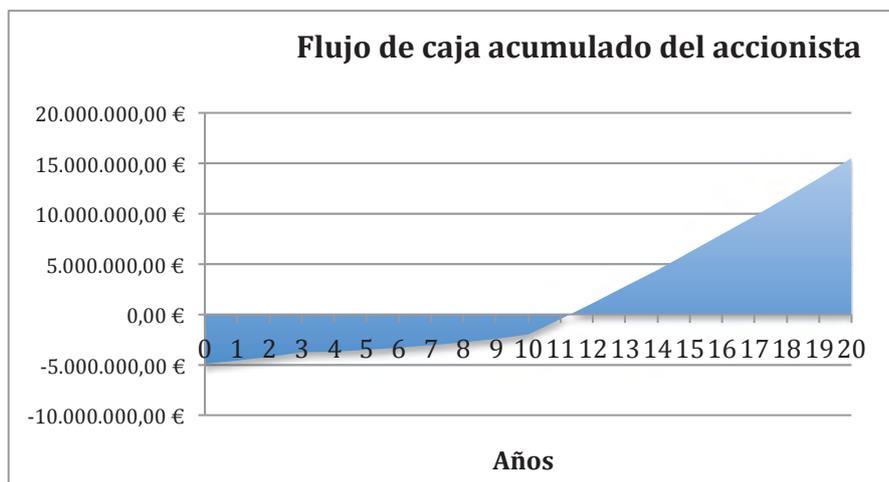


Figura 3.40: Flujo de caja acumulado del accionista, escenario base

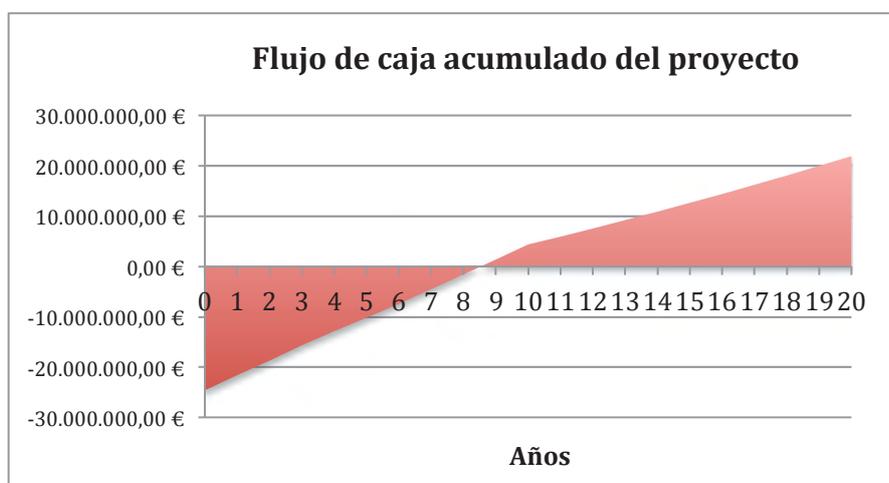


Figura 3.41: Flujo de caja acumulado del escenario base

De la Figura 3.41 se observa como el payback o período de recuperación de la inversión se encuentra entre los 8 y los 9 años.

En la Figura 3.40 se observa la rápida recuperación del flujo de caja en los tres primeros años, debido al período de garantía de los aerogeneradores y a la consecuente reducción de los gastos de O&M. Sin embargo, la recuperación a partir del tercer año aminora, suavizándose la pendiente de la gráfica, debido al peso que ejerce tanto la deuda como el aumento de los costes de O&M gravados por el gasto en mantenimiento de las máquinas. Coincidiendo con el período de devolución de la deuda, es decir, a partir de los 10 años, la pendiente aumenta de nuevo, empezando a generar beneficios para el inversor a partir de los 11,5 años y hasta el final de la vida útil del parque.

Para la realización del presente estudio, como ya se ha comentado, se ha establecido un período de devolución de la deuda de 10 años. Esta hipótesis se establece debido a los cambios legislativos sufridos en el marco regulatorio español, es decir, la supresión de las primas a los parques anteriores a 2005 y por lo tanto, un nuevo período de remuneración de 10 años en lugar de los 20 años inicialmente previstos. Los productores que comiencen a operar a partir de 2014 pueden realizar el estudio de viabilidad económica de su proyecto base en función de este nuevo período remunerado pero no sucede lo mismo con aquellos productores que, en base al período remunerado anterior, decidieron financiar la inversión inicial a 12 años, período habitual en parques anteriores 2005 [82]. Algunos de estos proyectos se enfrentan a posibles impagos a partir del año de finalización de las remuneraciones, inferior al período de devolución de la deuda, teniendo entonces que refinanciarse por la falta de ingresos suficientes para acometer el pago de la deuda correspondiente.

Para analizar esta situación, se ha realizado un análisis de sensibilidad variando el período de devolución de la deuda a 12 años obteniéndose los flujos de caja, impuestos descontados, mostrado en la Figura 3.42.



Figura 3.42: Flujos de caja del escenario base financiado a 12 años

Como se puede observar con claridad, en los años 11 y 12 se tiene un flujo de caja negativo. Este resultado es la consecuencia del final del periodo remunerado dos años antes de finalizar el período de devolución de la deuda y por lo tanto, el proyecto no genera beneficios suficientes para el accionista que no puede hacer frente a la misma durante esos dos años. Esta situación puede generar un impago por parte del accionista en el caso de que no disponga de fondos propios suficientes para hacer frente a la deuda bancaria y por lo tanto deberá acometer una refinanciación para hacer frente al pago de la deuda. Como es evidente, el VAN y TIR del proyecto no sufren variación respecto al escenario base financiado a 10 años pues el sistema de ingresos y costes del parque permanece invariable, variando solo el período de devolución de la deuda. Por otra parte, el VAN y el TIR del accionista se ven incrementados debido a que, como es evidente, la deuda se devuelve en un plazo más amplio. Sin embargo, este tipo de financiación no tiene sentido pues ninguna entidad bancaria financiaría un proyecto con un riesgo tan alto de impago y por tanto, a pesar de que el accionista aumenta su rentabilidad, no se da lugar a dicha situación.

	Proyecto	Accionista
VAN	3.650.168,92 €	4.155.610,30 €
TIR	8%	13%

Tabla 3.29: Datos de VAN y TIR del escenario base financiado a 12 años

Anteriormente se ha demostrado como una financiación a más de 10 años puede generar flujos de caja negativos debido al salto existente en el precio

de venta de la energía causado por el fin de la tarifa de referencia. Sin embargo, un pago de la deuda, manteniendo el tipo de interés, a un plazo más corto puede generar el mismo efecto. Por lo tanto, parece necesario la realización de un análisis de sensibilidad para determinar el plazo de pago de la deuda más favorable para el accionista, sin generar flujos de caja negativos. En la Figura 3.43 se puede observar el flujo de caja de los años pertenecientes al pago de la deuda para una financiación a 9 años. Se determina por tanto, que un período de devolución inferior a 10 años genera flujos de caja negativos tal y como se puede observar en el estudio realizado. Dicho resultado era de esperar y esta en consonancia con otras experiencias consultadas [68].

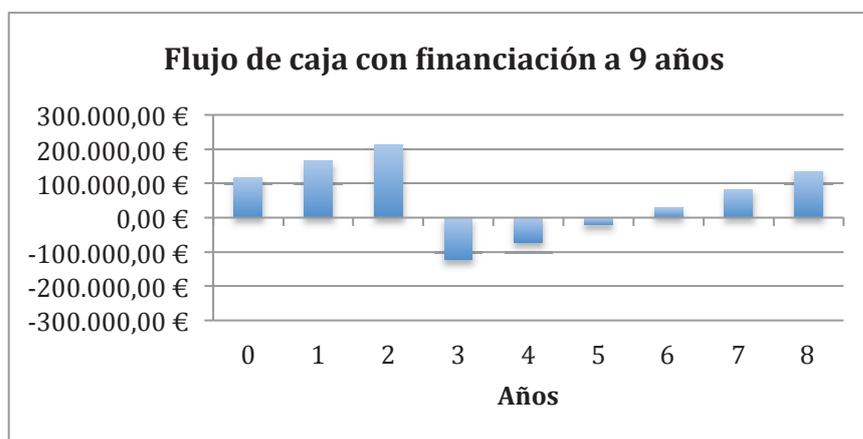


Figura 3.43: Flujo de caja del escenario base financiado a 9 años

3.6.2 Caso 1: Repotenciación del escenario base

El primer resultado obtenido es un aumento significativo en la producción de energía. Tal y como podemos observar en la Figura 3.44, la producción ha aumentado pero muestra la misma distribución mensual que el escenario base ya que el emplazamiento es el mismo.

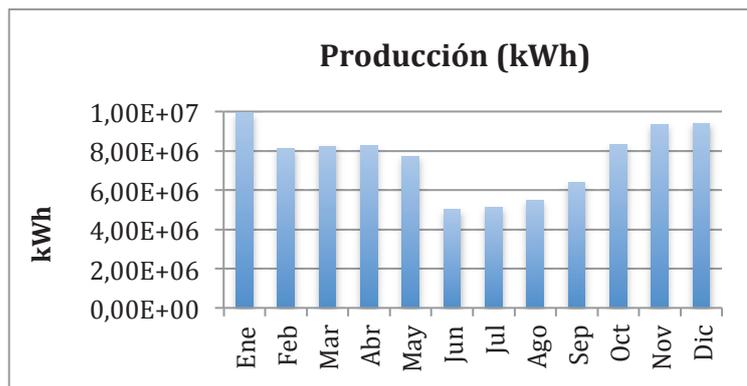


Figura 3.44: Producción anual del parque repotenciado

La producción media anual asciende a 91.349.552 kWh. El dato de la producción obtenido equivale a 3383,3 horas equivalentes, sensiblemente superior a las 3041,3 horas equivalentes del escenario base, mostrando el aumento de la eficiencia obtenido.

La rentabilidad del parque repotenciado, en base al VAN y al TIR es la mostrada en la Tabla 3.30, de donde se deduce un aumento significativo de ambos indicadores respecto al escenario base. En el escenario base, se obtuvo un TIR del accionista del 12%, siendo sensiblemente superior al TIR considerado como suficiente para considerar rentable la inversión, es decir, un 8 o 9% [77]. En este caso, la alta rentabilidad se obtiene a pesar de que la inversión hecha en la renovación del parque eólico solo supone un ahorro de aproximadamente el 10% de lo que supondría una instalación totalmente nueva, fruto del mejor aprovechamiento del recurso eólico del emplazamiento en contraste con el escenario base.

	Proyecto	Accionista
VAN	12.953.799,83 €	13.589.937,60 €
TIR	12%	21%

Tabla 3.30: Datos del VAN y el TIR del parque repotenciado

Al igual que en el escenario base, se muestran las gráficas de los flujos acumulados del parque repotenciado, tanto desde el punto de vista del accionista como del proyecto. En la Figura 3.45, el flujo de caja acumulado desde el punto de vista del accionista, se puede observar como comienza a

ser positivo en un período significativamente mayor que en el escenario base, amortizándose la inversión realizada por el accionista entre los 5 y los 6 años. También se puede observar, en consonancia con el escenario base, como la pendiente crece rápidamente los tres primeros años debido al período de garantía de los aerogeneradores, pasando a suavizarse en el período de los 3 a los 10 años, plazo en el que se termina de pagar la deuda bancaria y sus intereses. A partir del décimo año la pendiente aumenta de nuevo, generando un elevado volumen de negocio hasta los 20 años.

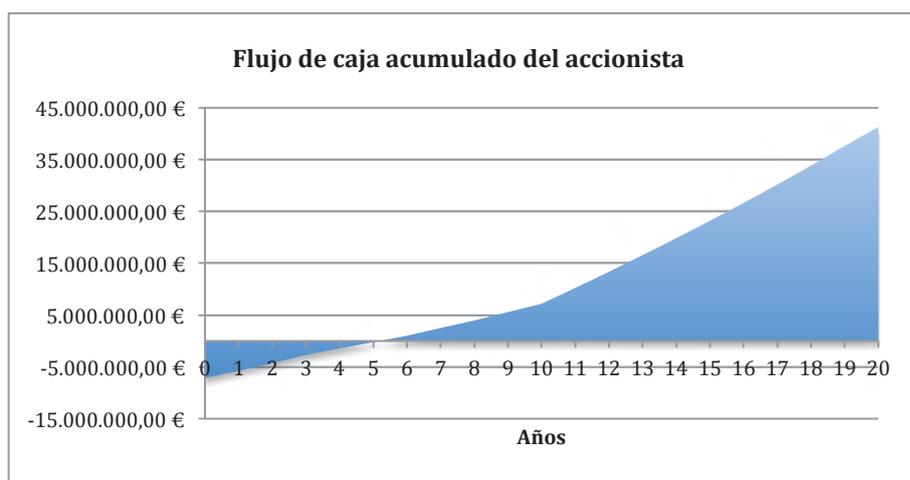


Figura 3.45: Flujo de caja acumulado del accionista, repotenciación del escenario base

En lo que respecta al flujo de caja acumulado del proyecto, presentado en la Figura 3.46, se puede observar que el payback del proyecto prácticamente a los 7 años, período también inferior al obtenido en el escenario base. La pendiente de la curva se comporta de igual manera que la del accionista.

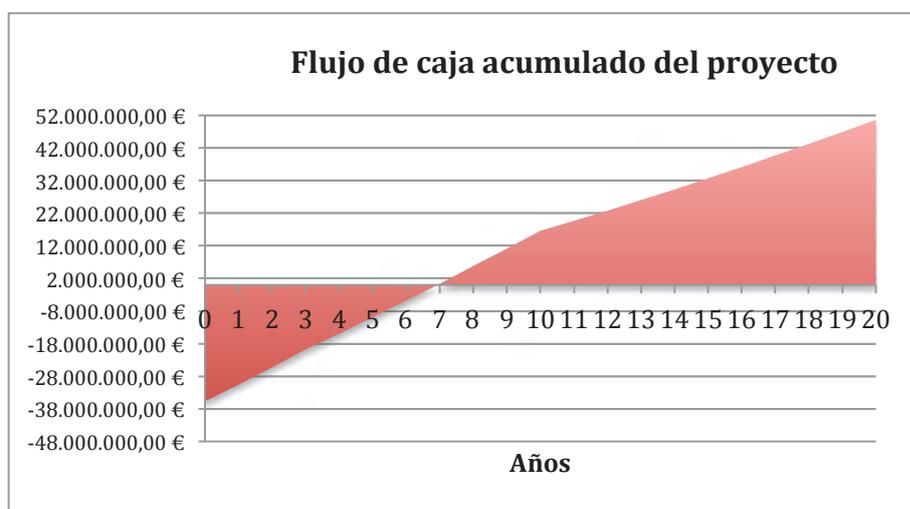


Figura 3.46: Flujo de caja acumulado de la repotenciación del escenario base

A continuación, en las Figura 3.47 y 3.48 se muestran los gráficos superpuestos de los flujos de caja acumulados del parque original y del parque repotenciado a fin de obtener una comparación visual más clara de ambos proyecto y sobretodo, de las cotas de beneficios que alcanzan.

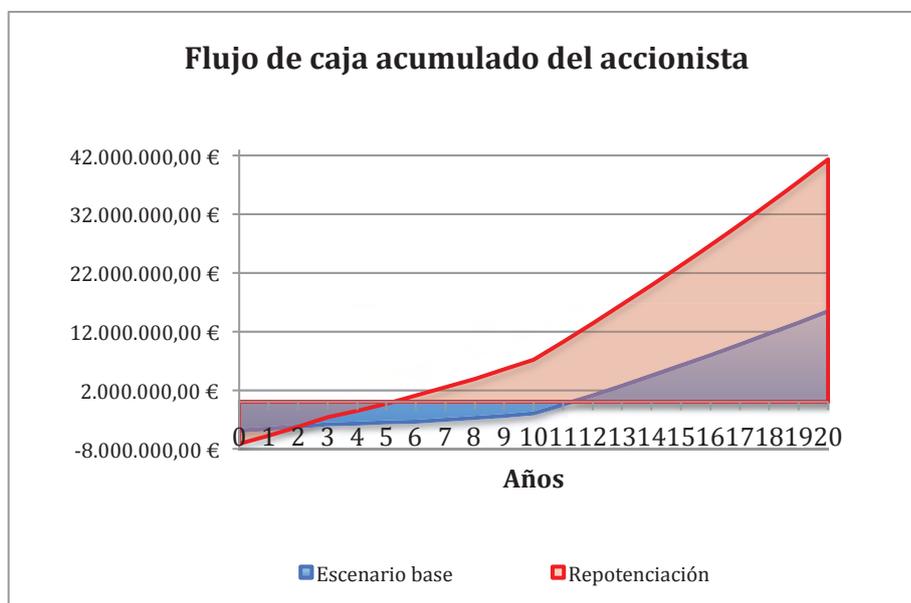


Figura 3.47: Flujo de caja acumulado del escenario base y su repotenciación, accionista

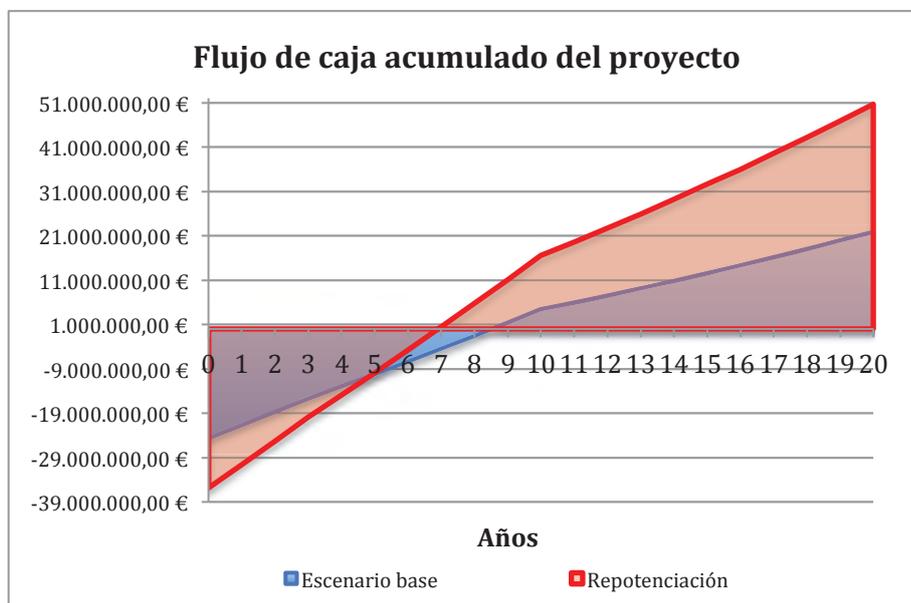


Figura 3.48: Flujo de caja acumulado del escenario base y su repotenciación, proyecto

Se puede observar que las cotas de beneficio alcanzadas en la repotenciación son muy superiores a las del escenario base, así como la

disminución de los períodos de recuperación d la inversión anteriormente comentados.

Finalmente, se estudian los resultados obtenidos del conjunto del escenario base más la repotenciación del mismo. Como se ha indicado anteriormente, se computará el ingreso por la venta de los aerogeneradores del escenario base en el año 12 como ingresos correspondientes a dicho ejercicio. No será necesario replantear el sistema de financiación del escenario base ya que, como se ha indicado, el parque se encuentra totalmente amortizado tanto desde el punto de vista del proyecto como del accionista. El valor a deducir en el año 12 por venta de aerogeneradores asciende a 2.565.010,581 €.

En la Figura 3.49 se observa el flujo de caja acumulado desde el punto de vista del accionista. Se puede observar como la repotenciación se lleva a cabo cuando el accionista ha recuperado la inversión realizada en el parque original.

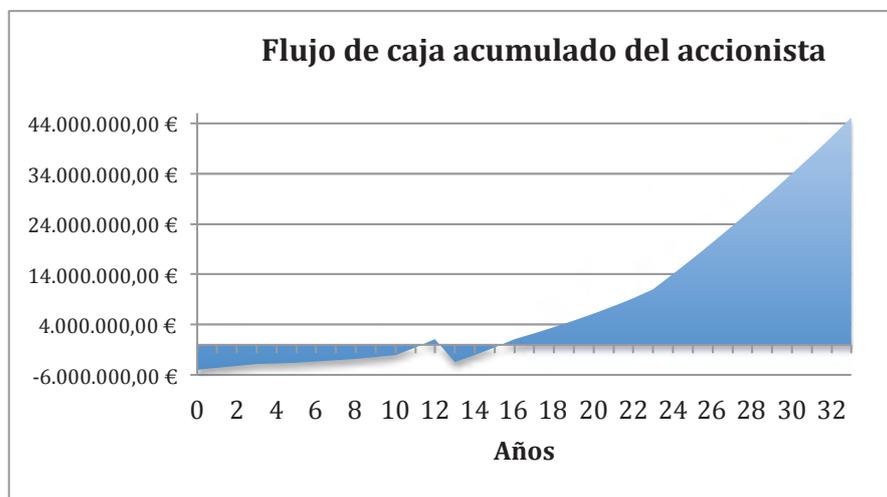


Figura 3.49: Flujo de caja acumulado total de la repotenciación, accionista

Desde el punto de vista del proyecto, el flujo de caja acumulado es el mostrado en la Figura 3.50 donde se observan ambos períodos de recuperación correspondiente a las inversiones realizadas en el parque original y en la repotenciación del mismo.

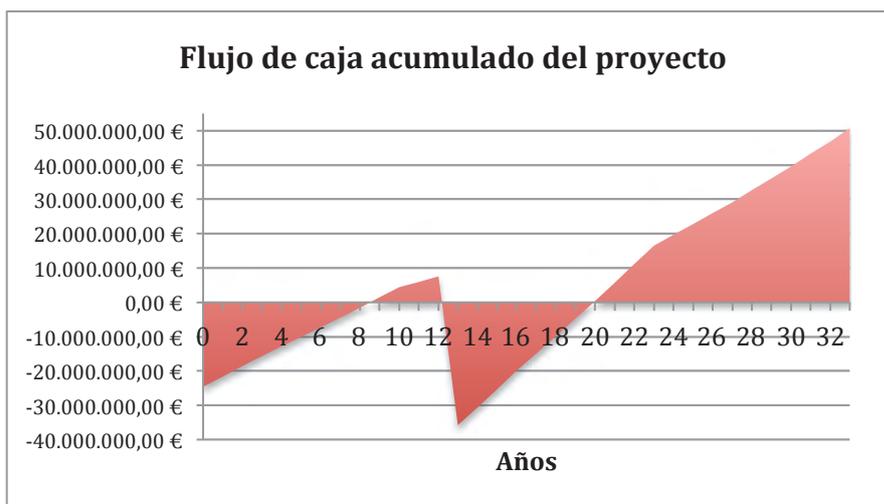


Figura 3.50: Flujo de caja acumulado total de la repotenciación, proyecto

Finalmente, en la Tabla 3.31 se presentan los valores del VAN y la TIR relativos al conjunto de inversiones realizadas en el parque original y la repotenciación del mismo. La rentabilidad mínima exigida y tasa de descuento para el cálculo del VAN ha sido constante e igual a 6,08% ya que ambos proyectos están financiados con un 80% a un 5,5% de interés y el resto de parámetros de la rentabilidad mínima exigida no han sido variados. Así, se obtiene una rentabilidad positiva y un VAN positivo.

	Proyecto	Accionista
VAN	5.483.330,24 €	7.976.476,91 €
TIR	8%	12%

Tabla 3.31: Datos del VAN y el TIR del conjunto

3.6.3 Caso 2: Extensión de vida del escenario base

La producción de energía anual y las horas equivalentes no sufren variación alguna. Normalmente se considera que un aerogenerador produce, a partir de los 20 años, dos tercios de lo que produce nuevo. Sin embargo, dado que se ha llevado a cabo una inversión importante en su reacondicionamiento, dicho dato no ha sido tenido en cuenta y por ello la producción anual no cambia, exceptuando el primer año donde, debido a las

operaciones de reacondicionamiento, se consideró una pérdida del 10% de la producción.

En la Figura 3.51 se muestra el flujo de caja acumulado del accionista. Coincidiendo con el último año de pago de la deuda se lleva a cabo la recuperación de la inversión, procediendo a obtener beneficios durante 10 años adicionales, objetivo de la extensión de vida. Además, se puede observar que tras la recuperación, la cota de beneficio alcanzada es significativa.

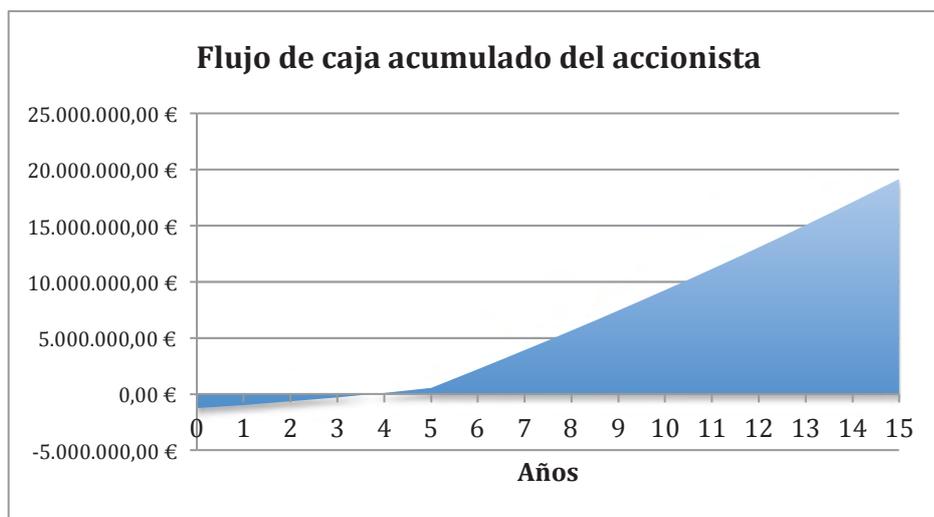


Figura 3.51: Flujo de caja acumulado de la extensión de vida del escenario base, accionista

El flujo de caja acumulado del proyecto se muestra en la Figura 3.51, fijándose el payback del proyecto en los 4 años aproximadamente.

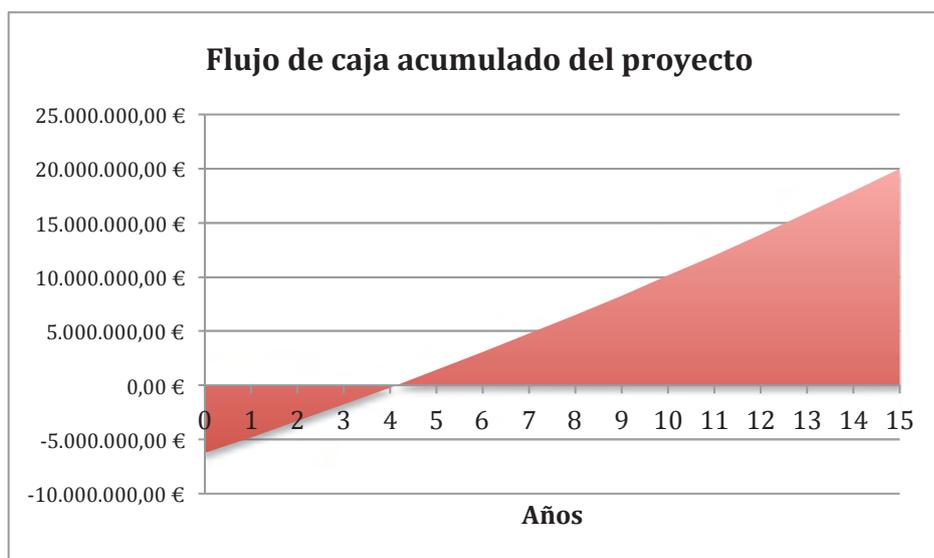


Figura 3.51: Flujo de caja acumulado de la extensión de vida del escenario base, proyecto

Los resultados del VAN y la TIR obtenidos son muy satisfactorios. El VAN resulta positivo y la rentabilidad alcanza cotas muy elevadas. Sin embargo, se ha de tener en cuenta que la extensión de vida es una reinversión adicional a la inversión inicial con el objetivo de operar 10 años adicionales manteniendo los costes del parque original. En este sentido, como se comprobará posteriormente, se obtendrá una rentabilidad del conjunto considerablemente más baja y este sería el punto de vista adecuado para evaluar la rentabilidad de la extensión de vida.

	Proyecto	Accionista
VAN	9.468.322,03 €	9.532.332,36 €
TIR	24%	41%

Tabla 3.32: Datos del VAN y el TIR del programa de extensión de vida

En la Figura 3.52 se presenta el flujo de caja acumulado, desde el punto de vista del accionista, del conjunto del escenario base y el programa de extensión de vida aplicado. A su vez, en la Figura 3.53 se muestra el flujo de caja acumulado, desde el punto de vista del proyecto, del conjunto. Se puede comprobar como el accionista no llega a tener un flujo de caja negativo en el año que acomete la inversión en extensión de vida y que es capaz de afrontarla con los beneficios generados durante el ejercicio anterior a dicha inversión.



Figura 3.52: Flujo de caja acumulado con período extendido, accionista

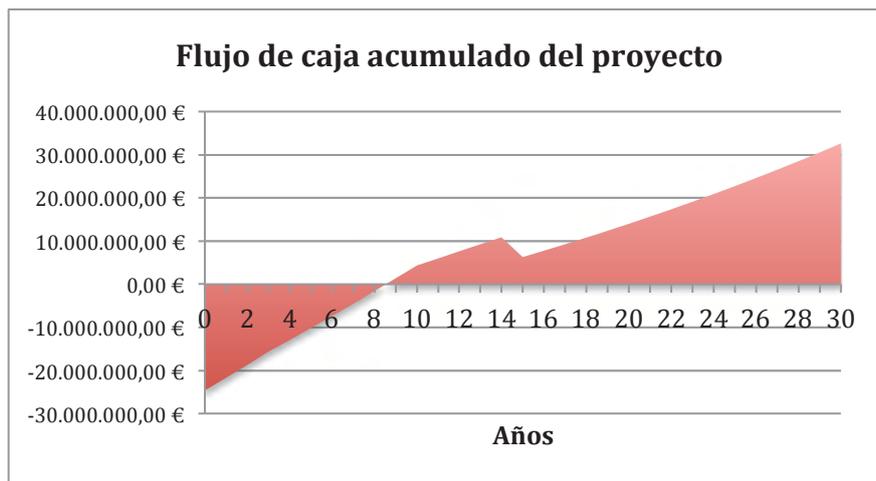


Figura 3.53: Flujo de caja acumulado con período extendido, proyecto

En la Tabla 3.33 se presentan los datos del VAN y la TIR del conjunto, considerando el período extendido. Como ya se adelantó anteriormente, la rentabilidad del conjunto decrece hasta unos niveles más razonables.

	Proyecto	Accionista
VAN	4.415.051,84 €	4.950.946,65 €
TIR	8%	11%

Tabla 3.33: Datos del VAN y el TIR con período extendido

En la Figura 3.54, se superponen los flujos de caja acumulados, desde el punto de vista del accionista, de ambos conjuntos, es decir, del escenario base más su repotenciación y del escenario base más su período extendido.

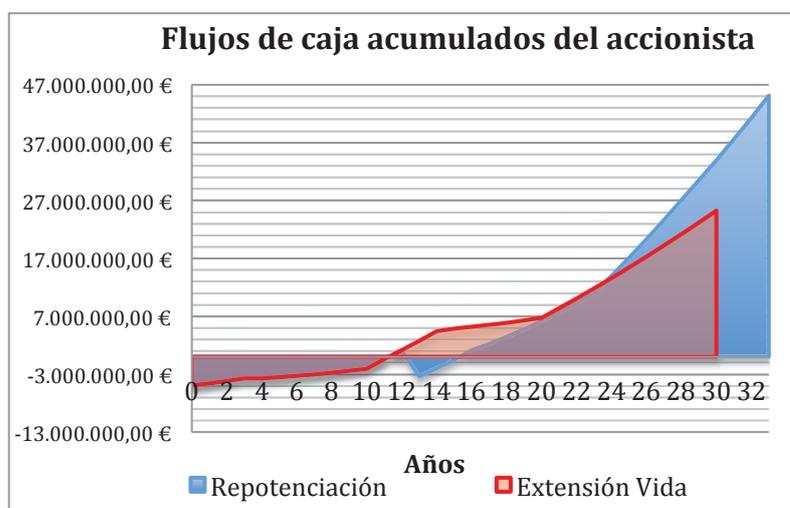


Figura 3.54: Comparación de la repotenciación y la extensión de vida, accionista

En la Figura 3.55 se presenta la comparación de los flujos de caja acumulados, desde el punto de vista del proyecto, de ambos casos estudiados.

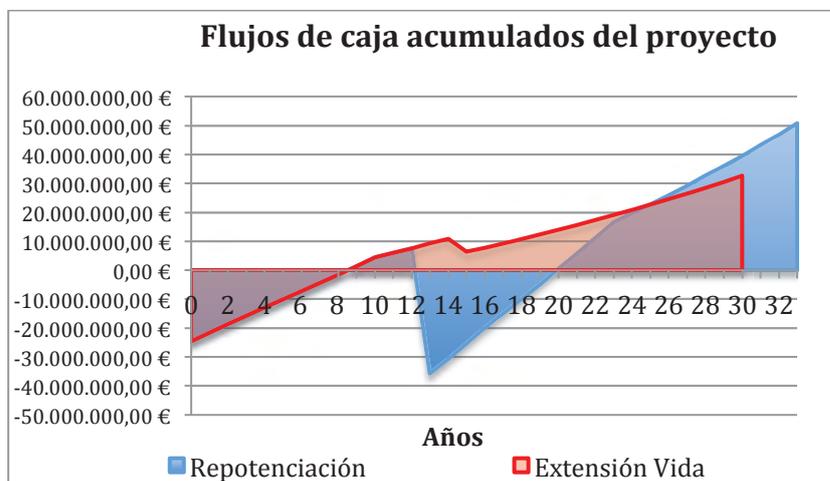


Figura 3.55: Comparación de la repotenciación y la extensión de vida, proyecto

En las dos graficas presentadas se observa el conjunto de todas las interpretaciones realizadas hasta el momento y se puede observar como las cotas de beneficios alcanzadas por la repotenciación son muy superiores a las presentadas por el programa de extensión de vida, además de tenerse tres años adicionales de explotación con la repotenciación respecto a la extensión de vida.

3.7 CONCLUSIONES

A lo largo del primer capítulo de este trabajo, se ha comprobado como las energías renovables han incrementado significativamente su contribución al mix energético español durante los últimos veinte años. En contraposición, las tecnologías que emplean combustibles fósiles han disminuido su contribución, llegando incluso a desaparecer como es el caso de las centrales de fuelóleo. Únicamente, el ciclo combinado que emplea gas natural como fuente de generación y que presenta un incremento de eficiencia respecto a las centrales térmicas convencionales, ha sido fomentado durante los últimos años, siguiendo un desarrollo muy paralelo a otras tecnologías como la eólica. Sin embargo, el apoyo que han tenido las energías renovables y las que no lo son pero se encuentran dentro del régimen especial, se ha visto comprometido al ser señaladas unas de las principales señaladas como culpables del déficit de tarifa. Considerando cierto que las políticas de apoyo a las nuevas tecnologías han sido desmedidas, a pesar de que necesitan un mayor incentivo por estar menos desarrolladas, se ha comprobado que el reparto de las primas no es equitativo y hay una gran diferencia entre las percibidas, por ejemplo, entre la energía eólica y la fotovoltaica. En este sentido, y a pesar de los recortes en las primas a las renovables, parece algo injusto que existan tantas diferencias entre una tecnología madura y de eficiencia más que demostrada y otra cuyo potencial, actualmente, es mucho menor. Naturalmente, en la situación económica actual del país, ciertos recortes se entienden necesarios y ajustar la rentabilidad de las instalaciones del régimen especial a una "rentabilidad razonable" no es discutible, pero sí la forma desigual de aplicarlos, a la vista de los resultados analizados durante el primer capítulo.

Durante el segundo capítulo se ha estudiado la energía eólica desde el punto de vista medioambiental. Se ha empleado el Estudio de Impacto Ambiental para analizar los efectos de una repotenciación eólica, observándose que el impacto visual, a pesar de las mayores dimensiones de las turbinas más modernas, es menor, debido principalmente a la reducción

en la densidad de turbinas y a una mejor organización de su emplazamiento, cuidando la armonía visual desde distintos puntos de observación. Además, la continuación de la actividad de generación de energía hace que, energéticamente hablando, los terrenos ocupados se continúen amortizando durante más tiempo, repercutiendo positivamente tanto en la economía como en la imagen o percepción de la región, y por extrapolación, del país.

Además, el Análisis del Ciclo de Vida se ha empleado para justificar, de forma cuantitativa, los impactos derivados de la actividad de generación de energía mediante turbinas eólicas. Los resultados analizados son muy satisfactorios y muestran el reducido impacto que tiene la eólica mediante la emisión de gases contaminantes a la atmosfera, siendo la segunda tecnología más limpia por detrás de la mini hidráulica. Además, se han analizado datos de recuperación energética de diversas turbinas, observándose que, en ningún caso, el período que emplea una máquina en producir la cantidad de energía que se ha consumido en su fabricación, transporte, instalación e instalación supera un año. Se ha observado, la problemática que representa el carácter no reciclable de las palas de los aerogeneradores y la tendencia actual a la incineración de las mismas. Sin embargo, la industria parece avanzar en este sentido y se prevén avances que posibiliten su reciclado en un futuro. Respecto a la fases del Ciclo de Vida que generan un mayor impacto, se ha observado que el proceso de fabricación, como es evidente, es el que mayor impacto genera, siendo muy inferior en las fases de operación, desmantelamiento y transporte. Como se ha indicado, basándose en el ejemplo del fabricante europeo Vestas, un proceso de fabricación que incluya el aporte de energía con procedencia de instalaciones de energía renovable, supone un importante decremento en el impacto asociado a su fabricación, incrementando además la imagen corporativa de la firma y del sector industrial eólico.

Desde el punto de vista del Análisis del Ciclo de Vida se han analizado las dos situaciones estudiadas, desde un punto de vista económico, en el tercer capítulo, es decir, la repotenciación eólica y la extensión de vida. En el caso de la repotenciación, se ha comprobado que el beneficio ambiental asociado

al parque original, durante 20 años de vida, es menor que el beneficio medioambiental del mismo parque repotenciado, debido fundamentalmente, al incremento de energía suministrada por el parque repotenciado. Por otro lado, la extensión de vida ha demostrado una reducción en todas las categorías de impacto estudiadas, siendo mayor la magnitud de dicha reducción a medida que aumenta el período extendido.

A lo largo del tercer capítulo, se han estudiado dos de las alternativas que tiene un propietario de un parque eólico, la repotenciación y la extensión de vida. Como se ha indicado, la eólica percibe una ayuda estatal considerablemente inferior a otras tecnologías del régimen especial, debido a su mayor madurez y menores costes de generación. Sin embargo, los sucesivos recortes en las políticas de ayuda y la reforma energética de 2013 han generado una incertidumbre acerca de la rentabilidad de las instalaciones eólicas. Considerando el que será el nuevo sistema retributivo a los parques eólicos y que, previsiblemente, será publicado a lo largo de 2014, se han estudiado las rentabilidades obtenidas en una instalación nueva, la repotenciación y la extensión de vida de la misma.

Los resultados obtenidos en la repotenciación de un parque conformado por máquinas actuales y cuyo sistema de ingresos se ajusta a la futura legislación, muestra indicadores de rentabilidad positivos. Esto es debido, principalmente al aumento de la eficiencia y, por tanto, la producción. El aumento de las horas equivalentes de funcionamiento se ve justificado en un mejor aprovechamiento del recurso eólico del emplazamiento, gracias a la altura ganada por las máquinas instaladas en la repotenciación, respecto a las originales. Sin embargo, algunas dificultades asociadas a la repotenciación han sido identificadas durante el estudio como la necesidad de una legislación más detallada o un proceso administrativo más ágil. Además, la supresión de la ayuda a la repotenciación que fue legislada en el RD 661/2007 no incentiva este tipo de proyectos respecto a una instalación nueva.

Por otra parte, los resultados obtenidos en el estudio de la rentabilidad de un programa de extensión de vida del parque original muestra también indicadores de rentabilidad más que satisfactorios. La reducida inversión que se requiere a la mitad de la vida del parque, contabilizando el período extendido, ofrece diez años adicionales de producción y, por tanto, una gran rentabilidad. Sin embargo, algunas dificultades han sido encontradas como la viabilidad técnica de la extensión de vida ya que, para que sea posible, el parque ha debido estar bien mantenido en sus años anteriores. Además, los programas de extensión de vida son de naturaleza muy joven y a pesar de contarse con numerosas experiencias de máquinas operando hasta los 25 años, el éxito de esta alternativa está aún por demostrarse.

Comparando ambas alternativas, se ha observado que la rentabilidad obtenida del conjunto del parque original y su repotenciación es superior a la obtenida por el parque original con su período extendido. Este resultado hace preguntarse por qué un productor acometería un programa de extensión de vida antes que una repotenciación. La respuesta se encuentra en el contexto económico actual, principalmente en la falta de crédito y las dificultades que encuentran las instalaciones de energías renovables para financiarse, debido, entre otros factores, a la inseguridad jurídica actual y la incertidumbre futura. Repotenciar es más rentable que extender la vida pero la inversión es más de cinco veces superior por lo que, algunos productores pueden invertir en extender la vida incluso sin tener que refinanciar el parque eólico como se ha demostrado en los flujos de caja acumulados obtenidos. Por lo tanto, siempre que sea técnicamente posible y no se disponga de una financiación suficiente para repotenciar, la extensión de vida es una buena solución, si bien, no representa nada más que un parche temporal.

Un resultado llamativo que se ha obtenido durante el estudio ha sido el flujo de caja negativo obtenido cuando se financia el parque eólico en un período superior a los 10 años. Como se ha indicado, los parques anteriores a 2005 dejan de percibir ayudas a partir de 2015, dejando fuera del período remunerado a muchos parques que, cuando estudiaron su escenario base,

realizaron los cálculos en base a un período remunerado de 20 años, tal y como estaba legislado entonces. Estos productores que decidieron financiar con una entidad bancaria una inversión a 12 años se encuentran con el riesgo de que, a partir de 2015, tengan flujos de caja negativos y no puedan hacer frente al pago de la deuda o de los costes del parque eólico, teniendo que refinanciarse si no quieren entrar en impago.

Finalmente, concluir que el objeto del estudio era estudiar la viabilidad económica de la energía eólica con independencia de las primas o, en su lugar, con un escenario de ayudas muy limitadas como el llevado a cabo por el gobierno español y que supone un precedente a nivel mundial. A la vista de los resultados se puede concluir que el objetivo se da por cumplido.

4. BIBLIOGRAFÍA

[1] REE, Red Eléctrica Española, *Series Estadísticas, Potencia eléctrica instalada*, (2014). <http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas>.

[2] Espejo C., García R., (2010), *Agua y Energía: Producción hidroeléctrica en España*, Instituto Interuniversitario de Geografía (Universidad de Alicante).

[3] REE, Red Eléctrica Española, *Series Estadísticas, Balances de energía eléctrica*, (2014). <http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas>.

[4] Foro de la Industria Nuclear Española, *Manual de Tecnología Nuclear para periodistas*, (2004).

[5] Canseco A., (2009), *El carbón en el contexto energético actual*, Fundación ciudadanía y valores.

[6] UNESA, Asociación Española de la Industria Eléctrica, *La electricidad en España: 313 preguntas y respuestas*, (2003)

[7] Espejo C., Capel J., (2007), *El gas en la producción de electricidad en España*, Revista Nimbus nº 19-20.

[8] Fundación para Estudios sobre la Energía, (2010), *Energías renovables para la generación de electricidad en España*.

[9] MINETUR, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, (2005), *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010*.

- [10] APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables, (2011), *Estudio del impacto macroeconómico de las energías renovables en España, año 2011*.
- [11] Boletín Oficial del Estado, (1997), *Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico*.
- [12] OMEL, Operador del Mercado Eléctrico, *Subastas Cesur, Información genérica subastas*. <http://www.subastasesur.omie.es/>
- [13] CNE, Comisión Nacional de Energía, (2013), *Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad Julio 2011-Junio 2012*.
- [14] Foro de la Industria Nuclear Española, *Moratoria Nuclear en España*.
- [15] Boletín Oficial del Estado, (2014), *Resolución de 15 de Enero de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la anualidad correspondiente a 2013 y el importe pendiente de compensación a 31 de Diciembre de 2013, de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la disposición adicional séptima de la Ley 54/1997, de 27 de Diciembre, del Sector Eléctrico*.
- [16] CNE, Comisión Nacional de Energía, (2008), *Ley del Sector Eléctrico*, 5ª Edición.
- [17] Boletín Oficial del Estado, (2004), *REAL DECRETO 2392/2004, de 30 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2005*.
- [18] Boletín Oficial del Estado, (2005), *REAL DECRETO 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006*.
- [19] Boletín Oficial del Estado, (2006), *REAL DECRETO 470/2006, de 21 de abril, por el que se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear como coste con destino específico*.

- [20] Boletín Oficial del Estado, (2010), *REAL DECRETO 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.*
- [21] Boletín Oficial del Estado, (2010), *REAL DECRETO-LEY 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.*
- [22] González J., (2013), *La reforma eléctrica sube la tarifa un 3,2% y recorta 2.700 millones al sector*, Diario ABC. <http://www.abc.es/economia>
- [23] Martínez L., (2013), *Demanda de electricidad y déficit tarifario*, Revista de Economía Crítica, nº15.
- [24] OMIE, OMI-POLO Español S.A., *Resultados del mercado.* <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- [25] Corvinos P., (2013), *El déficit de tarifa y la modificación del régimen de incentivos a las energías renovables, a la luz de las recientes sentencias del tribunal supremo.* Máster en Derecho de la Energía y en Negocio Energético por el Instituto Español de la Energía.
- [26] UNESA, Asociación Española de la Industria Eléctrica, (2014), *Calculadora de consumo.* <http://www.unesa.es>
- [27] Fernández Y., Fernández M., González D., Olmedillas B., (2012), *El protocolo de Kioto y su implementación: los casos de España, Alemania, Francia e Italia.* XIV Reunión de Economía Mundial (Universidad de Jaén).
- [28] Stevenson R., (2012), *Environmental Impact Assessment for Wind Farms*, Graduate School of the Environment.
- [29] Cliviger with Worsthorne Ward, (2009), *Environmental Impact*

Assessment for Cloal Cough Wind Farm (Repowering), Scottish Power Renewables.

[30] AEE, Asociación Empresarial Eólica, (2013), *Eólica '13*.

[31] AEE, Asociación Empresarial Eólica, (2012), *Eólica '12*.

[32] Martínez E., (2009), *Análisis del ciclo de vida y aportaciones a la metodología del ACV para sistema de generación eólica*. Universidad de la Rioja.

[33] Vestas, (2011), *Life Cycle Assessment of electricity production from a V90-2.0 MW gridstreamer wind plant*.

[34] Vestas, (2006), *Life Cycle Assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines*.

[35] EUROSTAT HOME, *Statistics, waste (environmental data centre of waste)*. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/waste>

[36] GAMESA servicios, (2014), *Programa de extensión de vida*.

[37] Fundación Caja de Ahorros de la Inmaculada de Aragón, (2011), *Energías Renovables en Aragón: Análisis técnico de las tipologías de energías renovables*.

[38] APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables, *Impactos ambientales de la producción de electricidad: estudio comparativo de ocho tecnologías de producción eléctrica*.

[39] Lantz E., Leventhal M., Baring-Gould I, (2013), *Wind Power Project Repowering: Financial Feasibility, Decision Drivers, and Supply Chain Effects*.

- [40] Artiago E., (2012), *Advanced Condition Monitoring System for the assessment of wind turbine rotating parts*. CMSWind
- [41] Tanver P., *A Survey of Wind Turbine Condition Monitoring Experience in Europe*. Durham University
- [42] Mur J., *Master Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energetica*, Curso de Energía Eólica, Universidad de Zaragoza
- [43] Aerogeneradores Enercon, *Tecnología en fabricación, montaje y mantenimiento*.
- [44] *Plan Eólico de Castilla-La Mancha*. <http://www.castillalamancha.es>
- [45] A. Calvo, G. Iglesias, P. del Río. *Análisis de los determinantes de la decisión de repotenciación de un parque eólico*.
- [46] Instituto Geografico Nacional, *Atlas Nacional de España*, <http://www.ign.es>
- [47] UNESA, Asociación Española de la Industria Electrica, *El mapa de la electricidad: Centrales eólicas*. <http://www.unesa.net>
- [48] Hulshorst W. (2008), *Repowering y aerogeneradores usados*. Revista Eolus nº 47.
- [49] Daubney K. (2013), *Repowering trend enlivenes second-hand turbine marketet*. <http://www.windpowermonthly.com>
- [50] WWEA, World Wind Energy Association, (2013) *2013 Half year report*.
- [51] ICEX, Instituto Español de Comercio Exterior, (2010), *El mercado de las placas solares y los aerogeneradores en Marruecos*.

[52] Ortega M., (2010), *La importancia de la repotenciación de los parques para mejorar la integración en la red de la energía eólica y mejorar la producción de los emplazamientos. Necesidades regulatorias*, Enel Green Power.

[53] Pérez J., Domínguez D., (2010), *Galicia opta a 800 de los 2.000 megavatios para repotenciar parques eólicos antiguos*, Faro de Vigo. <http://www.farodevigo.es/galicia>

[54] NREL, National Renewable Energy Laboratory, (2001), *WindPACT Turbine Design Scaling Studies Technical Area 2: Turbine, Rotor, and Blade Logistics*.

[55] California Energy Commission, (2007), *Attachment B: Incentives to Repower Aging Wind Turbines in Europe*.

[56] BWE, Asociación Alemana de Energía Eólica, (2009), *German wind market and industry: Current developments and perspectives*.

[57] IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, (2010), *Plan de Energías Renovables 2011-2020*.

[58] AEE, Asociación Empresarial Eólica, *Mapa eólico*. <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/mapa-eolico/>

[59] Saavedra F., (2010), *Centrales o parques eólicos*. Universidad de Murcia

[60] The Wind Power, Wind turbines and wind farms database, *Parque eólico EEE (Repotenciado) (España)*. <http://thewindpower.net>

[61] The Wind Power, Wind turbines and wind farms database, *Parque eólico PESUR (Repotenciado) (España)*. <http://thewindpower.net>

- [62] Cabrejas A., Gómez J., Lusilla D., Santos M., (2011), *Repotenciación de parques eólicos*. Master en energías renovables y mercado energético. Universidad de Comillas.
- [63] Erich Hau, (2013), *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Editorial Springer.
- [64] Bloomberg, (2012), *Wind Farm Operation and Maintenance costs plummet*.
- [65] EWEA, European Wind Energy Association, (2009), *The Economics of Wind Energy*.
- [66] L. Fingersh, M. Hand, and A. Laxson, (2006), *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model*. NREL, National Renewable Energy Laboratory.
- [67] Luquentia Ingeniería de Proyectos e I+D, (2012), *II Máster en energía solar y renovables, módulo energía eólica*.
- [68] Valmala J., (2013), *Beneficios económicos y medioambientales de la repotenciación eólica en España*. Universidad de Cantabria.
- [69] INE, Instituto Nacional de Estadística, *Índice de Precios de Consumo (IPC)*. <http://www.ine.es>
- [70] Escudero J. (2004), *Manual de energía eólica*. Ed. Mundi-prensa.
- [71] Balbás F. (2010), *Marco y bases de diseño de un parque eólico para su repotenciación*.
- [72] GAMESA servicios, (2013), *Operación y mantenimiento*.
- [73] AEE, Asociación Empresarial Eólica, (2010), *La eólica, la tecnología que*

mas impuestos soporta. <http://www.somoseolicos.com>

[74] CNE, Comisión Nacional de Energía, (2008), *Consulta pública para la revisión de la metodología de estimación del coste de capital para actividades reguladas en el sector energético. Revisión final de la propuesta CNE.*

[75] UNESA, Asociación Española de la Industria Eléctrica, (2012), *La situación económico financiera de la actividad eléctrica en España 1998-2010.*

[76] Borreguero C., López O., Peligero M., Vergara M., (2011), *Análisis comparativo de un parque eólico marino en la Costa de Cádiz y el Mar Báltico.* Escuela de Organización Industrial (EOI).

[77] Matallanos A. (2011), *Estudio de viabilidad de la repotenciación de un parque eólico.* Revista Eolus nº 53.

[78] Mensah M., (2013), *Post-warranty wind O&M costs proven to increase by 25%.* <http://www.windenergyupdate.com>

[79] Aguilera A., (2011), *Gestión del mantenimiento de instalaciones de energía eólica.* Editorial Vértice.

[80] <http://www.blueplanetwind.com/refurbishment/>. *Búsqueda: delivery time with refurbishment.*

[81] Stephenson S., (2011), *Wind blade repair: Planning, safety, flexibility.* <http://www.compositesworld.com>

[82] APPA, Asociación de Productores de Energías Renovables, (2003), *La Tasa Interna de Retorno de un parque eólico tipo es de un 8,64%.*