



**ESTUDIO CRÍTICO DEL COSTE Y DEL PRECIO  
DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA  
REPERCUSIÓN EN LA ENERGÍA EÓLICA**

Autor: Lucas Giménez Gutiérrez de Cabiedes

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Junio 2016



## **AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO**

### ***1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.***

El autor D. Lucas Giménez Gutiérrez de Cabiedes, como alumno de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS (COMILLAS), DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: “Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España - Repercusión en la energía eólica” (Proyecto Fin de Grado), que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

### ***2º. Objeto y fines de la cesión.***

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

### **3º. Condiciones de la cesión y acceso**

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

### **4º. Derechos del autor.**

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

### **5º. Deberes del autor.**

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

### **6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.**

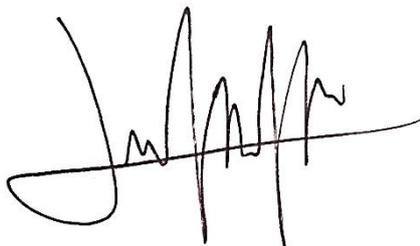
La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.

- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

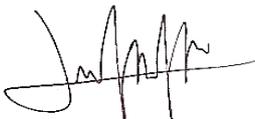
Madrid, a 16 de junio de 2016

**ACEPTA**



Fdo: Lucas Giménez Gutiérrez de Cabiedes

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
“Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España  
Repercusión en la energía eólica”  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2015 – 2016 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de  
otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada  
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.:  Fecha: 12 / 06 / 2016

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Julio Montes Ponce de León

Fdo.:  Fecha: 12 / 06 / 2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fernando de Cuadra García

Fdo.:  Fecha: 16 / 06 / 2016



## ESTUDIO CRÍTICO DEL COSTE Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA - REPERCUSIÓN EN LA ENERGÍA EÓLICA

**Autor: Giménez Gutiérrez de Cabiedes, Lucas.**

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

### RESUMEN DEL PROYECTO

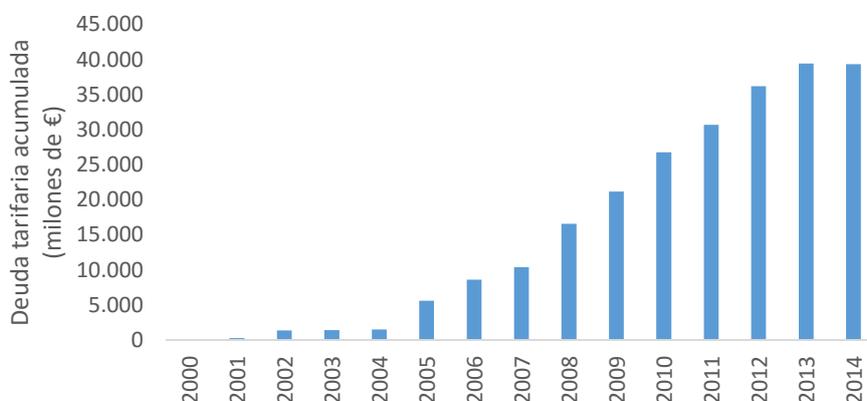
El sistema eléctrico español se encuentra en una situación comprometida. Mientras satisface la demanda de la población, alimenta una inestabilidad económica cada vez más complicada de gestionar. Es necesaria una nueva regulación que proponga una nueva hoja de ruta pues de seguir por este camino se pone en peligro el bienestar energético del que se disfruta desde hace años.

Este proyecto intenta comprender la evolución del coste y del precio de la energía eléctrica en España, desde la creación del sistema eléctrico en 1981 hasta la actualidad. Hasta los años 60 nuestro país no se moderniza todo lo que lo hacían los países vecinos, teniendo como principal fuente de energía la tecnología hidráulica. Es a partir de los años 70 cuando se empieza a desarrollar la energía nuclear debido a la crisis del petróleo y en los 90 se busca la liberalización del sector. El siglo XXI viene caracterizado por el afán de incluir las energías renovables en el mix de generación, llegando a tener en la actualidad una potencia instalada renovable de más de 50GW.

Hay que destacar tres regulaciones que han cambiado el rumbo del sector eléctrico español por su contenido y contexto histórico: la Ley del Sector Eléctrico de 1997, el Real Decreto de 2007 y la Ley del Sector Eléctrico de 2013.

La Ley del Sector Eléctrico de 1997 se caracteriza por la búsqueda de un sistema eléctrico liberalizado. Divide las tecnologías en dos grupos. Las tradicionales pertenecían al Régimen Ordinario mientras que las renovables y la cogeneración estaban incluidas en el Régimen Especial. Se aplican una serie de primas para fomentar estas últimas pues desde la Unión Europea se ha exigido un porcentaje renovable a todos los países. El resultado de esta Ley no es del todo satisfactorio ya que la ansiada liberalización puede catalogarse como pseudoliberalización al permanecer tanto el transporte como la distribución como actividades reguladas.

El Real Decreto de 2007 tuvo como objetivo principal la promoción de las energías renovables. Se aumentaron las primas al Régimen Especial y se entregaban en función de la energía generada en vez de ser relativas al precio de mercado. Además, se otorgaba potestad autonómica a la hora de conceder permisos para instalar energías renovables. Estos dos factores hicieron que la potencia instalada de estas tecnologías se disparara, superando todos los objetivos y previsiones marcados. Aunque en realidad comenzó con la regulación de 1997, es tras este Real Decreto cuando la Deuda Tarifaria empieza a alcanzar valores difícilmente gestionables por el Estado. A continuación se muestra la evolución de la deuda, que por primera vez tuvo superávit en 2014.



La Ley del Sector Eléctrico de 2013 surge de la necesidad de control del sistema, que desde 2007 ha crecido en materia renovable mucho más de lo esperado y se ha convertido en un negocio para muchos usuarios, aprovechando las elevadas primas recibidas. Se abole el concepto de Régimen Ordinario y Especial y las primas se convierten en unas ayudas para costear el precio real de la inversión de una instalación tecnológica renovable. Además se regula el autoconsumo y se prohíbe que una empresa dedicada a la generación y comercialización realice actividades de transporte y distribución.

A la hora de comprender el precio de la electricidad que abona el consumidor cada fin de mes, se debe tener en cuenta que sólo el 25% corresponde al coste de la energía como tal, lo que se conoce como mercado libre. A eso se le añade un 21% de subvenciones a las renovables, otro 21% de impuestos, un 13% de distribución, un 4% de transporte, un 9% de amortización de la deuda y un 7% de otros costes en los que se incluyen los alquileres de equipos de medida, la compensación insular o los servicios de interrumpibilidad.

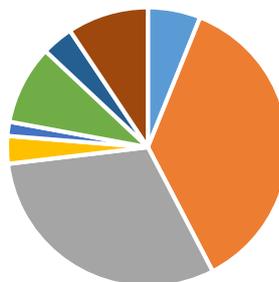
En la segunda parte del proyecto se trata en profundidad la repercusión que han tenido las diferentes regulaciones en la energía eólica. A continuación se adjunta una tabla con las primas otorgadas en los principales períodos previamente comentados. Se observa cómo en 2008 las primas comienzan a crecer debido a su fomento en el Real Decreto de

2007, llegando al máximo en 2013. Es entonces cuando se aplica la última Ley del Sector Eléctrico reduciéndose considerablemente las primas hasta la actualidad. La variación porcentual mostrada en la última fila ejemplifica la volatilidad a gran escala que ha sufrido el sistema retributivo español de cara a las energías renovables a lo largo del siglo XXI.

	RETRIBUCIÓN REGULADA (MILES DE €)				
	2008		2013		2015
COGENERACIÓN	741.113	129,8%	1.703.358	-32,6%	1.148.480
SOLAR FV	729.298	296,5%	2.891.698	-15,8%	2.434.549
SOLAR TE	261.532	323,7%	1.108.164	15,0%	1.274.806
EÓLICA	1.155.818	83,3%	2.118.396	-40,8%	1.253.570
HIDRÁULICA	147.033	58,3%	232.689	-68,4%	73.619
BIOMASA	129.669	154,2%	329.559	-20,7%	261.189
RESIDUOS	63.301	60,5%	101.626	3,1%	104.806
TRAT.RESIDUOS	147.211	161,6%	385.156	-70,2%	114.950
<b>TOTAL</b>	<b>3.374.974</b>	<b>162,8%</b>	<b>8.870.646</b>	<b>-24,9%</b>	<b>6.665.968</b>

Estudiando en concreto la tecnología eólica, se puede ver cómo no es de las que más subió tras la aplicación del Real Decreto de 2007 mientras que sí sufrió una bajada considerable de las primas en 2013. Si se analizan las primas totales es cierto que la eólica es una de las instalaciones que mayor retribución tiene. Sin embargo este dato no refleja la realidad ya que también es una de las tecnologías que más cobertura de demanda y potencia instalada tiene en España. Para comparar las primas recibidas lo correcto es fijarse en la retribución en c€/kWh. A continuación se muestra esta información, donde la eólica es de las tecnologías menos representadas.

- COGENERACIÓN
- SOLAR FV
- SOLAR TE
- EÓLICA
- HIDRÁULICA
- BIOMASA
- RESIDUOS
- TRAT.RESIDUOS

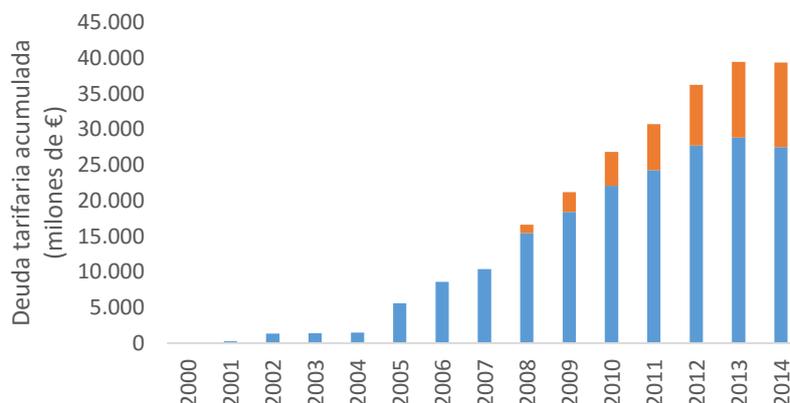


Por último, este proyecto incluye un estudio de la rentabilidad a 25 años de un parque eólico en 2008, 2013 y 2015. Se ha realizado con valores absolutos, en €/MW para que sea extrapolable a diferentes instalaciones de potencia diversa.

En 2008 la rentabilidad es del 5,93%, en 2013 del 8,01% y en 2015 del 5,71%. Son datos entendibles pues siguen la misma tendencia que las primas que recibe esta fuente de generación. Tiene el pico de rentabilidad cuando las primas otorgadas llegaron a su máximo, disminuyéndose desde entonces hasta los valores actuales.

A continuación, para analizar la estricta necesidad de un régimen retributivo se ha estudiado la rentabilidad en los mismos periodos pero sin otorgar primas, teniendo como ingresos exclusivamente los debidos al mercado eléctrico. En este caso la rentabilidad para el año 2008 es del 0,03%, en el año 2013 es del 0,34% y en el año 2015 resulta ser del 1,17%.

Llegado a este resultado, surge la duda de la necesidad de otorgar unas primas, en ocasiones demasiado elevadas y durante tanto tiempo. Se entiende que la instalación se haya convertido en un negocio pues la rentabilidad que ofrece es altamente atractiva. Es cierto que a principios de siglo se tuvo que incentivar estas fuentes de generación de algún modo pero se ha sobrepasado el límite de incentivo para caer en inversión. Las retribuciones a las renovables, en concreto a la eólica han contribuido constantemente al incremento de la Deuda Tarifaria por lo que también se ha realizado el cálculo de lo que sería esta deuda de no haberse entregado ninguna prima a la energía eólica desde 2008. Esta sería la evolución de la deuda siguiendo esta hipótesis:



La deuda actual es de casi 40.000 millones de euros. Sin las primas a la eólica desde 2008 (fragmento naranja), sería de 27.000 millones de euros, aún una cifra preocupante pero casi un tercio menor de la cifra real.

Tras este estudio puede concluirse que la situación del sistema eléctrico español, en concreto la de las tecnologías renovables, es complicada. Deberían modificarse tanto el sistema retributivo como las directivas generales.

Respecto de la energía eólica, se ha calculado que las primas otorgadas no son estrictamente necesarias para su correcta explotación. Por tanto, se podrían dedicar los recursos para mejorar los parques actuales. Es evidente que España sufre una situación de sobrepotencia por lo que no debería instalarse ningún aerogenerador más. Lo que debería hacerse es cambiar los instalados de primera generación a principios de siglo por unos más eficientes, de hasta 7MW, que hay ahora en el mercado. También se debería apostar por la generación distribuida. No tiene sentido que las energías renovables no gestionables estén adheridas a la red general pues en el caso de no poder operar se necesitan ciclos combinados de reserva que puedan abastecer la demanda instantáneamente. Así se reducirían los costes asociados, al reducirse las pérdidas de transporte, aunque es cierto que la gestión se complicaría. Además, podría complementarse individualmente con otras fuentes renovables. También resultaría ventajoso al incrementar la fiabilidad y aliviar las congestiones del sistema eléctrico.



## SPANISH POWER SYSTEM ANALYSIS IN TERMS OF COST AND PRICE – REPERCUSSION IN WIND POWER

### ABSTRACT

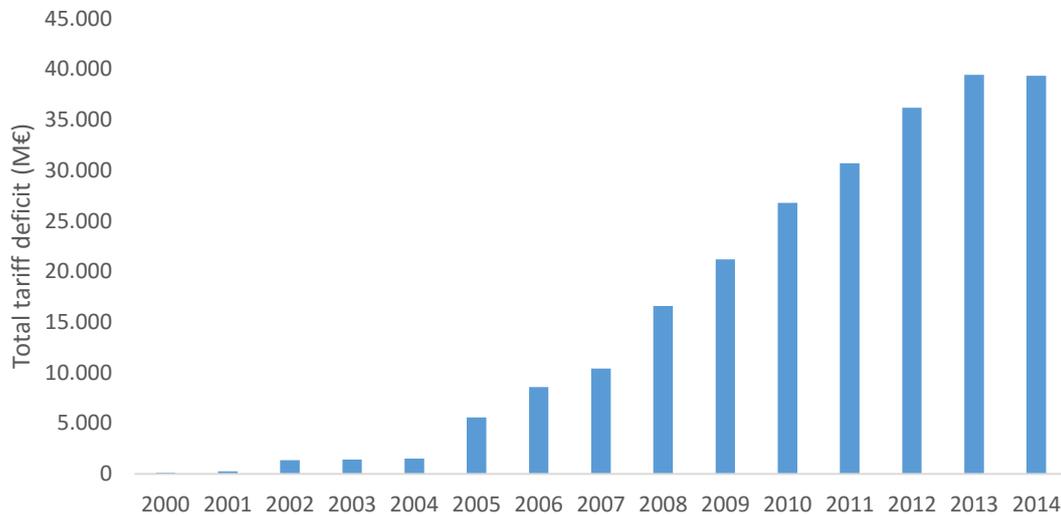
The Spanish electrical system is in a complicated situation right now. While the population demand is satisfied, an economic instability is growing, becoming more and more difficult to manage. A new regulation which establishes the correct steps to follow is necessary in order to maintain the energetic welfare we have had for many years.

This project tries to understand the evolution of cost and price in electrical energy in Spain, since the creation of the system in 1981. Until 1960 Spain did not modernise as its fellow neighbours in Europe did, having a great dependence in hydroelectric generation. From 1970 nuclear energy started to enter in Spanish generation and by 1990 the energetic liberalization is pursued. The 21<sup>st</sup> Century is characterised by the growth of renewable energy reaching a total of 50GW of installed power.

Three regulations have been basic so as to comprehend the evolution of the Spanish electrical system. The 1997 Electrical Law, the 2007 Royal Decree and the 2013 Electrical Law

The 1997 Electrical Law focuses on liberalising the electrical system in Spain. Generation technologies are divided in two groups. Traditional energies belong to the Ordinary Regime while cogeneration and renewable energies are included in the Special Regime. A series of bonuses are paid to promote the Special Regime as the European Union required a determined renewable percentage per country. The results obtained after this law were not as satisfactory as expected as the complete liberalisation was not achieved. Transport and distribution activities were still regulated.

The 2007 Royal Decree had the objective of promoting even more renewable energies in Spain. Special Regime bonuses were increased and depended on the total energy generated instead of being relative to the market price. As well, autonomic authority was established in order to allow new renewable energy installation. These two factors resulted in a large increase in installed power, surpassing all objectives and prediction. Although it really started in 1997, the tariff deficit rose massively after this Royal Decree, reaching amounts impossible to manage by the State. The following figure shows its evolution:



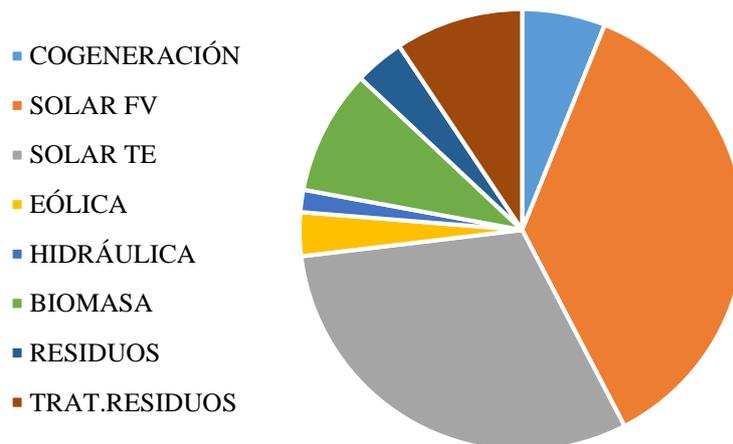
The 2013 Electrical Law was approved due to the necessity of controlling the system, which had grown in renewable power since 2007 so much that many used this as a business. Both Ordinary and Special Regimes were abolished and bonuses were modified. These would only help to pay the renewable installation. Furthermore this law controls autoconsumption and establishes that a generation and commercialization company cannot carry out transport and distribution activities.

While studying the electricity cost each consumer pays, it is important to know that only 25% corresponds to the energy cost itself, known as free market. This value is added to a 21% cost due to renewable bonuses, 21% taxes, 13% distribution, 4% transport, 9% deficit amortization and 7% of other costs including equipment rental, extrapeninsular compensation and interruption services.

The second part of this project deeply analyses the repercussion all regulations have had in wind power. The following table shows the bonuses given in the three important periods previously explained. It is clear that after 2008 bonuses rise due to the application of the 2007 Royal Decree, reaching its maximum value in 2013. The 2013 Electrical Law is then applied reducing considerably the bonuses. The last row shows the percentage variation in order to illustrate the great variability with time.

	<b>BONUSES (K€)</b>				
	2008		2013		2015
COGENERATION	741.113	129,8%	1.703.358	-32,6%	1.148.480
SOLAR FV	729.298	296,5%	2.891.698	-15,8%	2.434.549
SOLAR TE	261.532	323,7%	1.108.164	15,0%	1.274.806
EOLIC	1.155.818	83,3%	2.118.396	-40,8%	1.253.570
HYDRAULIC	147.033	58,3%	232.689	-68,4%	73.619
BIOMASS	129.669	154,2%	329.559	-20,7%	261.189
RESIDUE	63.301	60,5%	101.626	3,1%	104.806
RESIDUE TREAT.	147.211	161,6%	385.156	-70,2%	114.950
<b>TOTAL</b>	<b>3.374.974</b>	<b>162,8%</b>	<b>8.870.646</b>	<b>-24,9%</b>	<b>6.665.968</b>

Studying wind power in depth it is evident that its bonuses were not most increased after 2008 but suffered and important decrease after the 2013 Electrical Law was applied. Analysing the total bonuses it is true that wind power is one of the most remunerated technologies. However this does not reflect the true situation because it is one of the generation systems with greater demand coverage and installed power in Spain. If a valid comparison is pursued we need to look at the unitary bonus in c€/kWh. The following figure offers this information:

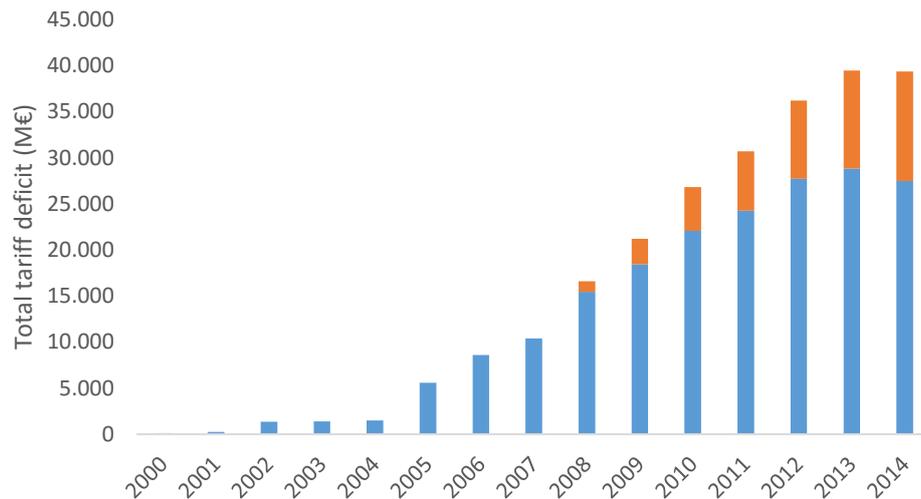


Finally, this project includes a 25-year profitability study of a wind park in 2008, 2013 and 2015. Data has been calculated in €/MW so that the study could be applicable to facilities with different power levels.

In 2008, the rate of return was 5.93%, it was 8.01% in 2013 and 5.71% in 2015. These numbers make sense, provided that they follow the tendency of the bonuses received by the Spanish wind generation sources in those years. Profitability was at its peak when bonuses were at their highest level, and profitability has been decreasing since then.

In order to justify whether the bonus system was truly needed, wind installations' rates of return have been recalculated without any bonus. The only revenues accounted for are those strictly created in the electricity market. In this case, the rates of return obtained were 0.03% in 2008, 0.34% in 2013 and 1.17% in 2015.

It may then be worthy to question the urge of granting bonuses, especially when some have been so generous and extended in time. Higher rates of return have resulted in constituting wind installations as an attractive business. Although wind generation sources needed an impulse in the early 2000s, bonuses have surpassed its limit, transforming the renewable sector into an investment opportunity. Furthermore, renewable bonuses have considerably contributed to the constant tariff deficit annual increase. The deficit evolution with no wind bonuses from 2008 on has been calculated and is shown here below:





Today's tariff deficit rises to almost 40,000 million of Euros. If no wind bonuses had been granted since 2008 (in orange above), the deficit would be of around 27,000 million of Euros. This number is certainly still worrying, but nearly a third of the real deficit.

This study concludes that the current situation of the Spanish power system –renewable technologies included– is complicated. Both the remuneration system and the general directives should be modified.

With respect to wind energy, it has been calculated that the granted bonuses are not strictly necessary for their right operation. This resources could be used to improve current wind installations. It is evident that Spain suffers a situation of overpower so no more generators should be installed. A better strategy would be to change current 1<sup>st</sup> generation wind turbines and start using 7MW turbines. Another valid directive would be to promote distributed generation. Including renewable energies in the national grid has no sense as in periods where these cannot generate electricity there is a great dependence on combined cycles. This would reduce transport cost due to the losses although it is true that general management would be complicated. Another advantage would be that in distributed generation more than one renewable energy can be put to work together. Finally, it would be more reliable and electrical system congestions would be eased.



# **ESTUDIO CRÍTICO DEL COSTE Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA REPERCUSIÓN EN LA ENERGÍA EÓLICA**

Autor: Lucas Giménez Gutiérrez de Cabiedes

Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid

Junio 2016

# ÍNDICE

1. CONTEXTO HISTÓRICO .....	1
2. LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO DE 1997 .....	3
3. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL ACTUAL .....	7
4. REAL DECRETO DE 2007.....	9
5. DEUDA TARIFARIA.....	18
6. LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO DE 2013 .....	26
7. ACTUALIDAD.....	32
8. PRECIO DEL KWH.....	38
10. RETRIBUCIÓN AL RÉGIMEN ESPECIAL.....	41
11. RENTABILIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA.....	49
ANEXOS .....	57
BIBLIOGRAFÍA.....	63

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. <i>Producción de energía en España hasta 1940</i> .....	1
Figura 2. <i>Evolución y estimación de las primas en régimen especial de 2008 a 2013</i> .....	5
Figura 3. <i>Funcionamiento del mercado al contado en España</i> .....	8
Figura 4. <i>Potencia solar instalada en España comparada con la previsión realizada por el Plan Nacional de Energías Renovables</i> .....	13
Figura 5. <i>Generación de energía eólica y solar en España de 2008 a 2011</i> .....	15
Figura 6. <i>Retribución de energía eólica y solar en España de 2008 a 2011</i> .....	16
Figura 7. <i>Deuda tarifaria anual desde el año 2000</i> .....	19
Figura 8. <i>Deuda tarifaria acumulada desde el año 2000</i> .....	20
Figura 9. <i>Disposiciones aprobadas de 2010 a 2013</i> .....	27
Figura 10. <i>Potencia total instalada en España en 2015</i> .....	32
Figura 11. <i>Cobertura de la demanda anual en España en 2015</i> .....	33
Figura 12. <i>Potencia instalada y cobertura anual por tecnologías</i> .....	34
Figura 13. <i>Energías renovables y demanda máxima en MW en 2015</i> .....	35
Figura 14. <i>Cobertura de la demanda máxima en 2015 en España</i> .....	36
Figura 15. <i>Distribución territorial de las principales distribuidoras de energía eléctrica en España</i> .....	37
Figura 16. <i>Precio del kWh de electricidad para las principales distribuidoras de energía eléctrica en España</i> .....	37
Figura 17. <i>Composición del precio del kWh de electricidad</i> .....	38



Figura 18. <i>Evolución de la retribución regulada por tecnologías</i> .....	42
Figura 19. <i>Evolución de la retribución total</i> .....	43
Figura 20. <i>Comparación de primas otorgadas en 2008</i> .....	44
Figura 21. <i>Comparación de primas otorgadas en 2013</i> .....	45
Figura 22. <i>Comparación de primas otorgadas en 2015</i> .....	45
Figura 23. <i>Regulación regulada unitaria anual para la energía eólica</i> .....	46
Figura 24. <i>Retribución total a la energía eólica</i> .....	47

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. <i>Límites de potencia instalada total por tecnología tras el Real Decreto de 2007</i> .....	10
Tabla 2. <i>Retribución por tecnología acordada en el Real Decreto de 2007</i> .....	11
Tabla 3. <i>Potencia prevista a instalar tras el Plan de Energías Renovables y la que acabó siendo instalada</i> .....	14
Tabla 4. <i>Componentes de la deuda tarifaria del año 2013</i> .....	24
Tabla 5. <i>Cambio de retribución por tecnología tras la aplicación de la Ley del Sector Eléctrico de 2013</i> .....	29
Tabla 6. <i>Evolución de la retribución regulada por tecnologías</i> .....	42
Tabla 7. <i>Evolución de la retribución regulada unitaria por tecnologías</i> .....	44
Tabla 8. <i>Cálculo de las horas equivalentes de explotación eólica</i> .....	49
Tabla 9. <i>Ingresos obtenidos por la energía eólica</i> .....	50
Tabla 10. <i>Costes asociados a una instalación eólica</i> .....	51
Tabla 11. <i>Evolución de la rentabilidad eólica</i> .....	52
Tabla 12. <i>Conceptos económicos de una instalación eólica sin primas</i> .....	53
Tabla 13. <i>Evolución de la rentabilidad eólica en un escenario sin primas</i> .....	53
Tabla 14. <i>Comparativa de rentabilidades</i> .....	54
Tabla 15. <i>Evolución de la Deuda Tarifaria anual sin las primas a la eólica desde el RD 2007</i> .....	55

Tabla 16. <i>Evolución de la Deuda Tarifaria total sin las primas a la eólica desde el RD 2007</i> .....	55
Tabla 17. <i>Rendimientos eléctricos equivalentes mínimos exigidos para acogerse al complemento por eficiencia</i> .....	57
Tabla 18. <i>Retribución detallada por tecnologías en 2008</i> .....	59
Tabla 19. <i>Retribución detallada por tecnologías en 2009</i> .....	59
Tabla 20. <i>Retribución detallada por tecnologías en 2010</i> .....	60
Tabla 21. <i>Retribución detallada por tecnologías en 2011</i> .....	60
Tabla 22. <i>Retribución detallada por tecnologías en 2012</i> .....	61
Tabla 23. <i>Retribución detallada por tecnologías en 2013</i> .....	61
Tabla 24. <i>Retribución detallada por tecnologías en 2014</i> .....	62
Tabla 25. <i>Retribución detallada por tecnologías en 2015</i> .....	62

## 1. CONTEXTO HISTÓRICO

El sistema eléctrico español creado en 1891, siendo desde entonces uno de los pilares de mayor importancia para el desarrollo del país, progresó en gran medida hasta el punto de que en los primeros años del siglo XX había instalada una potencia de 128.000 CV, producida por casi 900 centrales eléctricas. Se creó una red de alta tensión para reducir pérdidas por el efecto Joule y en 1910 ya había una línea de 66kV y 240km, siendo de las más importantes a nivel mundial.

Hasta 1940 la producción de energía era térmica o hidráulica, siendo ésta última la que más progresión representaba como se puede apreciar en la siguiente figura:

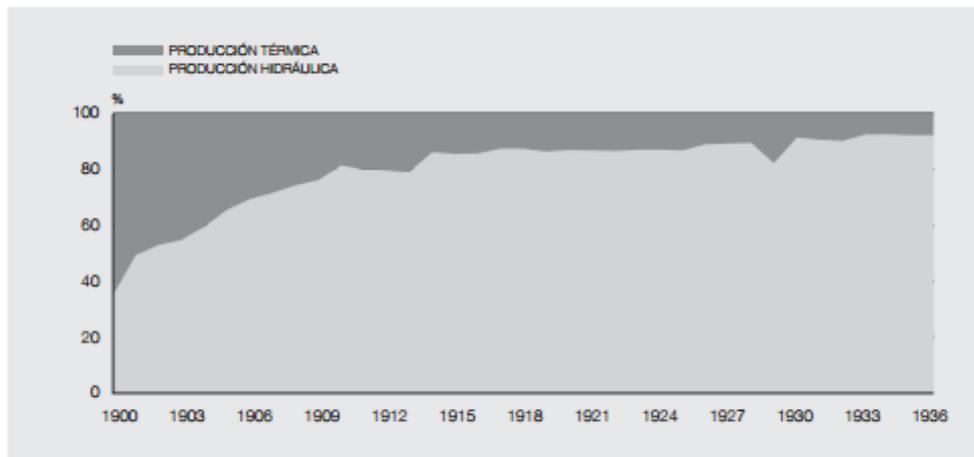


Figura 1. *Producción de energía en España hasta 1940*

Hasta la década de los 60 España sufrió grandes dificultades en este sector pues la Guerra Civil frenó el auge de los años 30. La demanda pasó a ser superior a la generación y la construcción de más centrales además de rehabilitar las afectadas por la guerra era una necesidad urgente. En 1944 se creó UNESA, una unión de las empresas más importantes que sirviera para explotar la energía en España.

La década de los 50 fue algo más favorable, incrementando la producción en un 7%. Sin embargo no era suficiente ya que la demanda crecía a ritmos más elevados. Además, España sufría el aislamiento de gran parte de los países europeos. Así, dependía exclusivamente de recursos internos, potencia hidráulica en su mayoría, con la consiguiente dependencia de los fenómenos meteorológicos.

Los años 60 y 70 fueron productivos, con 17GW de potencia instalada en España. Se fomentaron las centrales térmicas, dejando la producción hidráulica en un 50% del total. El primer PEN (Plan Energético Nacional) llegó en 1975, con el objetivo principal de controlar las inversiones realizadas en un marco de auge productivo.

Los años 80 estuvieron marcados por la presencia de energía nuclear en el mix de generación, motivada por la crisis del petróleo de 1973. En 1985 ya representaba un 24% del total de generación.

El gobierno redujo la presencia nuclear en España. Se paró el plan de energía nuclear y la terminación de cinco centrales, comenzando así la moratoria nuclear de la que se hablará más adelante en este proyecto. Con esta decisión se desaprovechó una inversión de 700.000 millones de pesetas que se retribuyó a los inversores desde 1997 hasta 2015 incluyéndose en la factura general al consumidor.

En 1983 se creó Red Eléctrica de España, una organización encargada del transporte y distribución de la energía.

Los años 90 se caracterizaron en Europa por la búsqueda de liberalización del sector eléctrico ya que en la gran mayoría de los países se regulaba el sector desde el gobierno. En España el cambio tuvo lugar en 1997 con la Ley del Sector Eléctrico.

## 2. LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO DE 1997

El suministro del sistema eléctrico español consta de cuatro fases principales:

- Generación: obtención de energía eléctrica gracias a la transformación de otro tipo de energía.
- Transporte: traslado de la energía eléctrica generada a través de la red de transporte, desde la generación hasta los grandes núcleos.
- Distribución: traslado de la energía eléctrica a través de la red de distribución, desde la red de transporte hasta el consumidor.
- Comercialización: venta de energía al consumidor dependiendo de la potencia acordada.

El 27 de noviembre de 1997, con idea de promover la liberación del mercado y la consiguiente competencia del sector eléctrico español se aprueba la Ley del Sector Eléctrico 54/1997. Tiene tres objetivos principales: liberalizar el sector eléctrico, introducir energías renovables siguiendo las directrices de la UE y la protección del medio ambiente. La generación eléctrica se agrupa en dos sectores: **régimen ordinario y régimen especial**. El coste de la energía en régimen ordinario no lo determinaría el estado sino que se llevarían a cabo subastas teniendo en cuenta la oferta y la demanda. Se prohíbe que una sola empresa eléctrica esté involucrada en más de una etapa del suministro y el nuevo gestor del transporte es Red Eléctrica de España. También se crea el OMEL (Operador del Mercado Eléctrico).

Esta ley supuso un comienzo en la abertura del sector con la aparición de nuevas compañías en generación y comercialización.

Desde que se puso en vigor esta ley se han introducido más de 30 modificaciones legislativas, lo que muestra que el sistema eléctrico español es muy complejo. Es

preciso lograr una estabilidad regulatoria que satisfaga tanto a productores como a consumidores.

Con la ley la tarifa eléctrica incluye estos costes:

- Producción de energía eléctrica
- Transporte y distribución
- Comercialización

## **Régimen ordinario**

Incluye energía nuclear, fuel, gas, carbón e hidráulica (superior a 10MW). El productor de dichas energías acude al operador del mercado para ofrecer su electricidad. El orden de utilización de todas las productoras de energía disponibles se establece colocando las ofertas de menor a mayor coste, utilizando las más baratas al principio y así hasta igualar la demanda de energía en ese periodo de programación. Es decir, se cruzan ofertas y demandas hasta determinar el precio de la energía. Es un mercado mayorista encargado de casar tanto las ofertas como las demandas a nivel horario, estableciendo el precio marginal horario y asignando derechos de cobro.

## **Régimen especial**

Incluye la energía producida por el tratamiento de residuos, energía eólica, solar, minihidráulica (menor de 10MW), biomasa y cogeneración. Los productores en régimen especial cuentan con una serie de derechos entre los que hay que destacar la incorporación de toda la energía generada a la red nacional. La electricidad

proveniente de instalaciones adheridas al régimen especial entra directamente al mercado a coste cero, con unas primas tabuladas.

En cuanto a dichas primas, se fijan por el gobierno de forma que el precio de la electricidad vendida se corresponde al 85% del precio medio de la electricidad general.

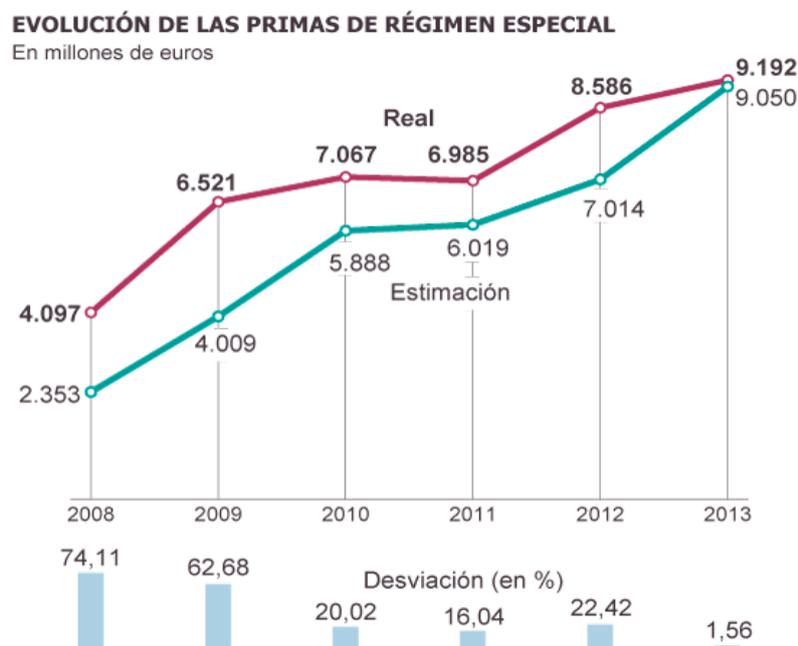


Figura 2. Evolución y estimación de las primas en régimen especial de 2008 a 2013

En la figura anterior se muestran dos curvas. En rojo se representa la evolución de las primas en régimen especial, en millones de euros. En azul se muestra la estimación previa de dichas primas. En la parte inferior se ha calculado la desviación entre el importe para primas previsto y el que en realidad se aplicó.

Como se aprecia, las primas al régimen especial se dispararon en la última década, pasando de los 4.000M€ a los 9.000M€ en sólo cinco años. Más adelante se estudiará

cómo se fomentó la instalación gracias a las primas al régimen especial en el Decreto de 2007. Además de este incremento, es preciso destacar que la estimación contemplada desde los organismos reguladores era significativamente menor, se preveía un ascenso significativo en las primas, sin embargo se produjo más rápido de lo previsto. En los últimos años de la gráfica el dato real y el estimado se asemejan más, pese a tener desviaciones de alrededor del 20% (1.500M€ de error aproximadamente). Lo que se calculó muy erróneamente fueron las cifras de 2008 y 2009, donde los errores de cálculo rondan el 70%, implicando un sobrecoste de 2.500M€ en 2009.

Estas primas tratan de estimular la introducción de energías renovables (en concreto eólica y solar) en el sistema eléctrico español de acuerdo con las directivas de la UE. El sobrecoste de esta generación no se introduce directamente al consumidor sino que se crea una deuda tarifaria sin que se especifique cómo se va a satisfacer. Los usuarios abonan mensualmente los intereses de dicha deuda pero ésta ha ascendido anualmente hasta el año 2013, como se explicará más adelante en el proyecto.

### 3. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL ACTUAL

El MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad) comprende el mercado eléctrico español junto al portugués. Está compuesto a su vez por dos mercados, uno al contado regulado por el OMIE (Operador de Mercado Ibérico de Energía) y otro a plazo, regulado por el OMIP.

El mercado al contado o 'spot' está compuesto por el diario y el intradiario. El diario es el que controla la mayoría de la energía mientras que el intradiario maneja las variaciones que se llevan a cabo por comercializadoras y fuentes generadoras. En este mercado el precio de la energía es variable. El mercado marca la suma de energía por pool del próximo día de manera horaria y las compañías generadoras ofrecen su energía a un precio determinado y las compañías distribuidoras (o directamente un consumidor) establecen sus demandas. El precio final para la hora estudiada resultará del punto de corte de las curvas de oferta y demanda. Dicho punto se llama 'punto de casación'.

El mercado intradiario abarca menos volumen de potencia y sigue el mismo mecanismo que el mercado diario, con la diferencia de que la casación se efectúa cada cuatro horas.

En cuanto al funcionamiento interno del mercado existen dos opciones:

- *Pay as marginal*: los grupos de generación ofertan a su coste variable o marginal y cubren sus costes fijos con la diferencia entre el precio de mercado resultante de la casación diaria de la demanda con la oferta y su coste variable.
- *Pay as bid*: a cada grupo de generación se le paga lo que oferta, en lugar de lo correspondiente a la mayor oferta que entra en la casación como se hacía en *pay as marginal*. Es menos utilizada en la actualidad pues favorece al generador con mayor cuota de mercado.

A continuación se muestra una figura donde se explica este proceso de manera gráfica:

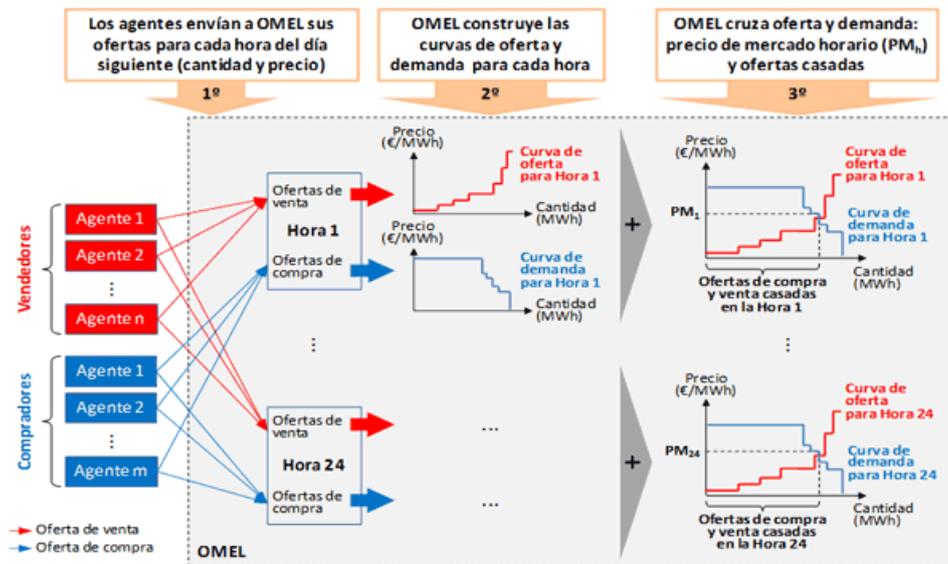


Figura 3. *Funcionamiento del mercado al contado en España*

El mercado a plazo no requiere de una subasta para fijar un precio, la comercializadora negocia directamente con el sistema la cantidad y el precio de la energía que quiere contratar. Es en este caso donde las previsiones que hacen las comercializadoras son de vital importancia ya que deben tener en cuenta la volatilidad del mercado de futuros. Esta volatilidad está causada por numerosos factores como la demanda del sistema, las condiciones meteorológicas que influyen en gran medida en energías no gestionables como la eólica o la solar, el día de la semana o la hora en que se produce la oferta.

OMIClear fue creada a principios de 2004 para gestionar las operaciones acordadas en el OMIP con sus consiguientes liquidaciones, riesgos y compensaciones.

## 4. REAL DECRETO DE 2007

Ante el hecho de que las energías renovables no crecieron todo lo deseado por el gobierno, en 2007 se decidió cambiar la regulación y fomentar a base de primas el régimen especial, en concreto eólica y solar.

El Real Decreto de 2007 (661/2007) regulariza la generación de energía eléctrica por parte de tecnologías adheridas al régimen especial.

Persiste la doble posibilidad de retribución, bien vender a tarifa regulada o en el mercado. Tarifa regulada consiste en el precio establecido que el generador de energía eléctrica obtiene al aportar su energía en el sistema español. Directamente en el mercado consiste en que el generador recibe el precio establecido además de la prima correspondiente, habiendo unas fronteras retributivas tanto superior como inferior denominados “cap and floor”.

A continuación se muestra un resumen de la retribución al régimen especial:

- $FLOOR < (\text{Precio mercado referencia} + \text{Prima referencia}) < CAP$   
Retribución = Prima referencia
- $(\text{Precio mercado referencia} + \text{Prima referencia}) < FLOOR$   
Retribución =  $FLOOR - \text{Precio mercado referencia}$
- $(\text{Precio mercado referencia} + \text{Prima referencia}) > CAP$   
Retribución = 0

El Real Decreto de 2007 también dictaminaba que el permiso de colocar instalaciones adheridas al régimen especial se concedía a nivel autonómico, siendo la escritura en el Registro el requisito último para pasar a estar regulado por el régimen especial con las concesiones que ofrecía el Real Decreto.

Se acordó también un límite de potencia instalada total según las distintas tecnologías. Se accedería al régimen económico especial siempre que los límites no estuvieran cubiertos.

A continuación se adjunta una tabla con dichos límites.

Categoría	MW en RD 661/2007
Solar Térmica	500
Eólica	20.155
Minihidráulica	2.400
Biomasa	1.317
Biogás	250

Tabla 1. *Límites de potencia instalada total por tecnología tras el Real Decreto de 2007*

Cuando se sobrepasa el 85% del límite de potencia establecido en la tabla anterior se especifica el intervalo de tiempo en el que la instalación recibirá las ventajas económicas del Real Decreto. Este periodo siempre más de un año.

Como servicio para los productores adheridos al régimen especial, la CNE (Comisión Nacional de la Energía) actualizaba el total de potencia instalada por cada tecnología por lo que se podía seguir la evolución conforme a los límites y el avance de los objetivos.

La política de primas que se llevaba a cabo hasta entonces no era efectiva y se modificó con el Real Decreto de 2007 para pasar a un sistema de retribución en relación a la energía generada en vez de continuar con la política de incentivos según la tarifa media.

A continuación se muestra una tabla con las primas otorgadas a diversas tecnologías pertenecientes al régimen especial:

Grupo	Subgrupo	Potencia (MW)	Plazo (años)	Tarifa regulada (c€/kWh)	Prima referencia (c€/kWh)	Límite inferior (c€/kWh)	Límite superior (c€/kWh)
Cogeneración	Gas natural	P<0,5	-	12,04	-	-	-
		0,5<P<1		9,88	-		
		1<P<10		7,72	2,78		
		10<P<25		7,31	2,21		
		25<P<30		6,92	1,91		
Solar	Fotovoltaica	P<0,1	0-25	44,03	-	-	-
			después	35,23			
		0,1<P<10	0-25	41,75	-	-	-
			después	33,40			
		10<P<50	0-25	22,97	-	-	-
			después	18,38			
	Térmica	-	0-25	26,94	25,40	34,40	25,40
			después	21,55	20,32		
Eólica	Terrestre	-	0-20	7,32	2,93	8,49	7,13
			después	6,12	0	-	-

Tabla 2. *Retribución por tecnología acordada en el Real Decreto de 2007*



Se puede observar cómo las mayores primas son entregadas a la energía solar, en mayor medida a la fotovoltaica. Esto influyó de manera notable en el incremento en potencia instalada de energía solar desde el año 2007.

Esta tendencia se vio frenada por una nueva regulación, el Real Decreto RD 1578/2008 del 30 de septiembre de 2008, en la que se reducían las primas. Las primas pasaron a ser de 0,32€/kWh en el caso de ser una instalación situada en el suelo y de 0,34€/kWh en el caso de ser una instalación en el tejado. Además estaban sujetas a un cupo máximo de potencia anual instalada desde el año 2009.

Así, en 2009 solamente se instalaron 20MW, en 2010 421MW y en 2011 349MW (un 2% del total en la Unión Europea) para un total de 4681MW en 2014. El Plan Nacional de Energías Renovables ha puesto como objetivo en 2020 alcanzar los 7250MW de potencia instalada total.

A continuación se muestra una gráfica con la potencia instalada de energía solar a lo largo de la última década, además de las previsiones realizadas por el Plan Nacional de Energías Renovables:

### LA PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

En megavatios

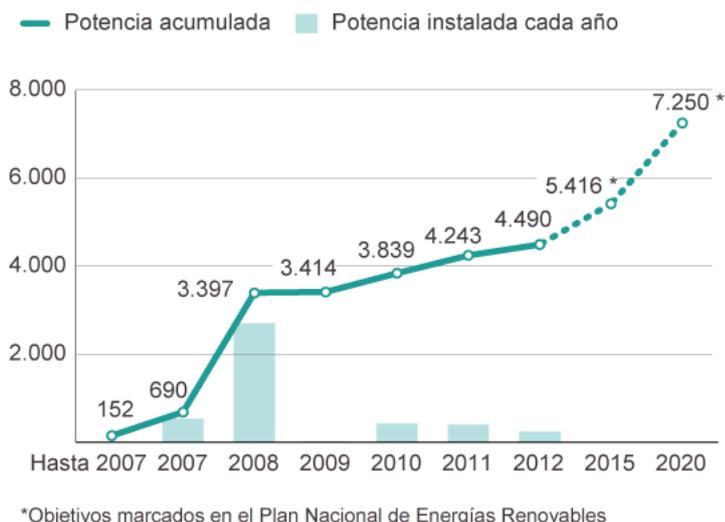


Figura 4. *Potencia solar instalada en España comparada con la previsión realizada por el Plan Nacional de Energías Renovables*

La energía eólica se tratará en profundidad más adelante en el proyecto pero de la tabla de primas adjuntada previamente se puede ver cómo las primas que recibía eran menores a las de la solar y similares a las de cogeneración.

El auge de las energías renovables, en concreto la eólica y solar, a partir de 2007 fue mucho mayor al previsto. Se superaron todos los estándares y normativas europeas de mínimos requeridos de producción renovable llegando al punto de que España producía el 20% de la energía eólica mundial. En el año 2012 había tanta energía solar y eólica como se esperaba para 2020.

En la siguiente tabla se muestra la potencia prevista en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y la que se acabó instalando en 2010:

Tecnología	Potencia prevista (MW)	Potencia instalada (MW)
Eólica	20.155	20.057
Solar fotovoltaica	400	3.458
Solar termoeléctrica	500	682
Minihidráulica	5.456	1.991

Tabla 3. *Potencia prevista a instalar tras el Plan de Energías Renovables y la que acabó siendo instalada*

Se aprecia que la aplicación del Real Decreto de 2007 influyó en la instalación de parques tecnológicos que se beneficiaban de las ayudas al régimen especial. Se observa también que se calculó de forma errónea la potencia que iba a instalarse tanto de solar fotovoltaica como de minihidráulica. Estas variaciones en los cálculos repercutieron en las cuentas económicas, y son causantes también del déficit de tarifa.

Que se fomentaran las energías solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y eólica fue, por una parte, muy positivo ya que España se colocaba en la vanguardia del sector, pero se incrementó la deuda tarifaria a valores muy inasumibles y se desajustó el suministro de energía para satisfacer la demanda.

Un problema de la energía solar y eólica es su no gestionabilidad, depende de factores externos al humano como pueden ser el viento o el sol. Si estos no se cumplen es necesario reestructurar el sistema con otros sistemas generadores que puedan responder a las carencias sin deterioro de la calidad y coste del suministro. Aquí tienen protagonismo los ciclos combinados. Están constantemente preparados para ofrecer el 100% de su capacidad de generación para suplir a las renovables que por factores

ambientales no estén produciendo energía. Esto implica un coste material y humano que salvo en situaciones puntuales no está justificado. Hasta que se pueda asegurar el funcionamiento sin condiciones de las energías renovables será preciso contar con una duplicidad en la potencia instalada.

A continuación se muestran dos gráficas. En la primera se representa la generación en GWh por parte de la tecnología eólica y solar y en la segunda se representa la retribución por primas que reciben, ambas desde 2008 hasta 2011:

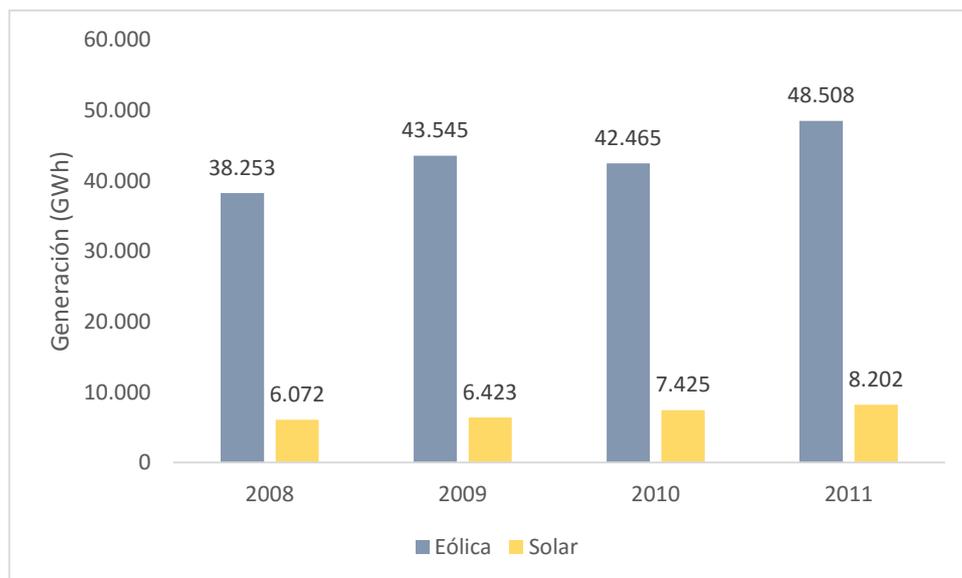


Figura 5. *Generación de energía eólica y solar en España de 2008 a 2011*

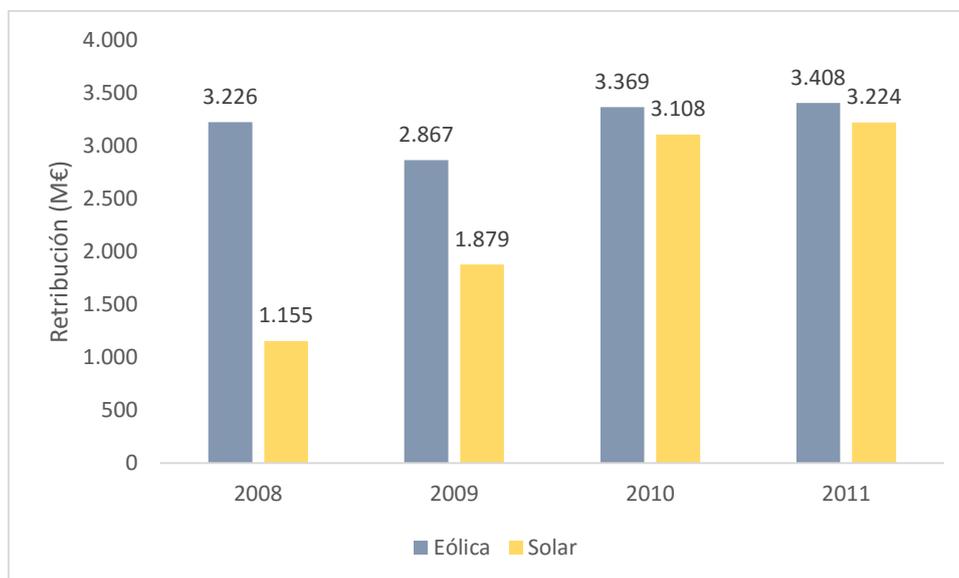


Figura 6. *Retribución de energía eólica y solar en España de 2008 a 2011*

En estas dos gráficas se ve cómo la retribución que recibe la energía solar es significativamente mayor a la que recibe la eólica. En 2011 la energía eólica recibió 70€/MWh y la energía solar recibió 393€/MWh, casi seis veces más. Esto es resultado de la instalación a lo largo de los años de energías pertenecientes al régimen especial, sobre todo la solar, en lugares donde no son energéticamente rentables.

En el año 2010 la energía solar fotovoltaica representaba 4,2% de la potencia instalada en el país, mientras que la eólica ascendía al 19,4%. Teniendo en cuenta las primas entregadas, surge la duda de cómo se han regulado estas cantidades ya que a priori no parecen equivalentes. Existe un desequilibrio teniendo ambas tecnologías el mismo carácter de no gestionabilidad y una relación entre energía producida y potencia instalada del mismo orden de magnitud.

En cuanto a los mecanismos de retribución de energía eléctrica para las instalaciones en régimen especial se ofrecían dos opciones para vender su producción de energía eléctrica, bien total, bien parcialmente.

- Aportar a través de la red de transporte o distribución la energía al sistema. Se recibe por ella la tarifa en c€/kWh.

- Vender la energía en el OMIE. El precio sería el que se acuerde en el mercado y a ello se añadirá una prima en c€/kWh.

Como complemento adicional, en el Real Decreto de 2007 se incluye el complemento por eficiencia, consistente en que las generadoras pertenecientes al régimen especial con un rendimiento eléctrico equivalente superior al expresado en el anexo I de dicho decreto (anexo I de este proyecto a su vez) según el tipo de tecnología y combustible, recibirán un complemento por eficiencia por la energía entregada a través de la red de transporte o distribución al sistema. La suma recibida se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Complemento por eficiencia} = 1,1 \cdot \left( \frac{1}{\text{REE}_{\text{mín}}} - \frac{1}{\text{REE}_i} \right) \cdot C_n$$

Siendo:

- $\text{REE}_{\text{mín}}$ : Rendimiento eléctrico equivalente mínimo. Ver el anexo I de este proyecto.
- $\text{REE}_i$ : Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación. Ver el anexo I de este proyecto.
- $C_n$ : Coste de la materia prima de acuerdo con la formulación del ITC/1660/2009.

## 5. DEUDA TARIFARIA

La deuda tarifaria es uno de los problemas que debería ser tratado de forma inmediata pues crece anualmente y no es sensato posponer su tratamiento.

La deuda tarifaria del sector eléctrico español comenzó a gestarse como consecuencia de la Ley de 1997 en la que se comenzaban a introducir primas o subvenciones al régimen especial. Consiste en la acumulación a lo largo de los años de la diferencia entre los ingresos que tienen las empresas eléctricas de los consumidores mensualmente y los peajes de acceso del suministro de la energía. Es una acumulación de millones de euros que no repercute en la factura de la luz en grandes aumentos (se abonan los intereses mensualmente) sino que el gobierno deberá atender a futuro. En 2013 ascendía a los 40.000 millones de euros.

Lo que los consumidores pagan por el recibo de la luz no es suficiente para cubrir lo que las compañías eléctricas necesitan para aportar la energía que se consume en España. En 2002 se estableció una norma que estipulaba que la tarifa eléctrica para el consumidor no podía subir más que el IPC. ¿Qué sucedía si el coste eléctrico era superior al IPC? Se acumulaba bajo el nombre de “deuda tarifaria”. En 2005 el precio del petróleo se triplicó. La luz seguía subiendo al ritmo del IPC, un 2%. Sin embargo el coste de las eléctricas para generar la electricidad se incrementó un 300%. La evolución de la deuda tarifaria, desde su creación a principios del presente siglo, ha sido ascendente, especialmente acentuada desde el año 2005. Solamente en 2014 con la nueva regulación del sector eléctrico hubo superávit a final de año.

A continuación se muestra una gráfica con la deuda tarifaria anual en el siglo XXI:

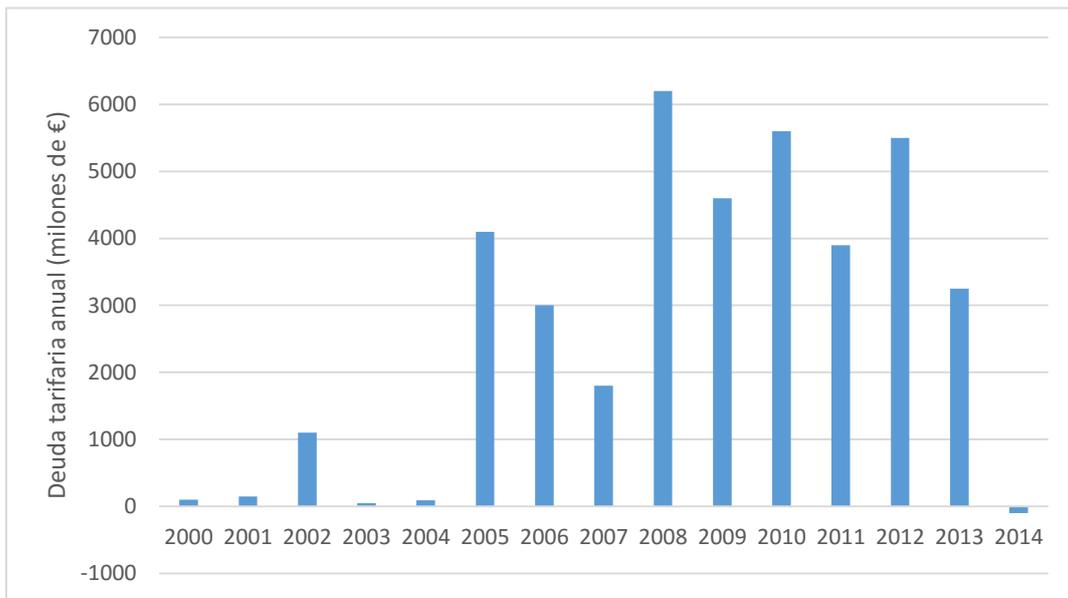


Figura 7. *Deuda tarifaria anual desde el año 2000*

Como ya se ha comentado, desde 2005 se acentuó el crecimiento de la deuda tarifaria, estando ocho años seguidos (hasta 2014) por encima de 1.000 millones de euros cada año. La situación era cada vez más insostenible ya que el problema crecía anualmente a ritmos inabordables.

En 2014 por primera vez la deuda tarifaria fue negativa, es decir, hubo superávit. Se restringió el beneficio de las energías adheridas al régimen especial al 8%. A continuación se muestra la evolución acumulada de la deuda tarifaria en España, que hace esencial una intervención estatal para acabar con este problema:

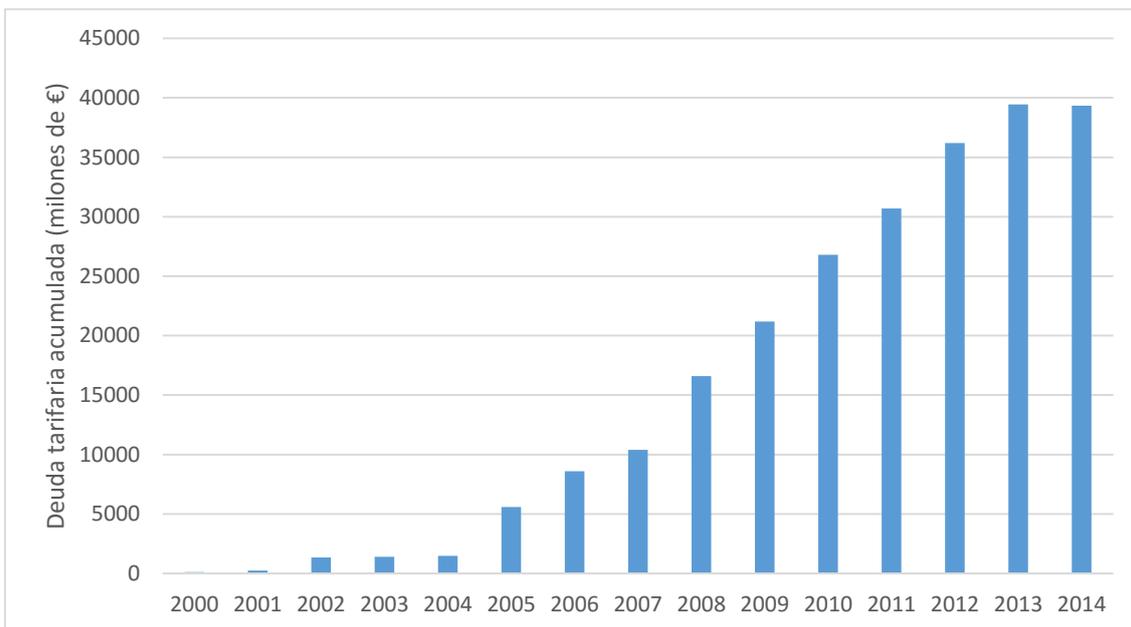


Figura 8. *Deuda tarifaria acumulada desde el año 2000*

A la hora de determinar las causas del aumento de la deuda tarifaria es preciso contemplar todos y cada uno de los componentes de esta cantidad. A continuación se va a analizar punto por punto la deuda del año 2013, que ascendió a 3.246 millones de euros.

- Ingresos Brutos:

Nuestro país demandó en el año 2013 casi 240 TWh de energía, con un coste total de peajes de acceso de **14.000 millones de euros**.

- Ingresos Netos:

A los ingresos brutos establecidos en el punto anterior hay que descontar cuatro partidas para hallar los ingresos netos:

- DT 2005: compensación anual desde aquel año. **280 millones de euros**

- Moratoria nuclear: explicado previamente en el proyecto. **72 millones de euros**
  - CNMC: partida para dicho grupo. **20 millones de euros**
- 
- Ingresos de Liquidación por conceptos regulados:  
A los ingresos netos establecidos en el punto anterior hay que descontar dos partidas (las dos primeras) y sumar otras dos correspondientes a materias reguladas:
    - Primas destinadas al régimen especial: partida para potenciar la instalación de energía eólica, solar (fotovoltaica y termoeléctrica), minihidráulica, biomasa y cogeneración. **9.300 millones de euros**
    - Corrección de medidas: provienen de fallos a la hora de valorar instalaciones de energías renovables. **16 millones de euros**
    - Subasta dióxido de carbono: desde 2013 las industrias tienen una cantidad de CO<sub>2</sub> que pueden producir sin coste alguno. Superado ese valor deben comprar más en una subasta. Las empresas eléctricas no pueden hacerlo por lo que son compensadas. **370 millones de euros**
    - Regulación de ejercicios previos a 2010: cantidad a pagar tras efectuar el balance de años anteriores según el tipo de comercializador. **16 millones de euros**

- Costes por materias reguladas:

A continuación se presentan costes debidos a materias reguladas:

- Bono social: algunos habitantes con dificultad para abonar la factura eléctrica tienen un descuento en su factura. Para percibir esta ayuda se debe cumplir uno de las siguientes condiciones: tener todos los compañeros de vivienda en el paro, ser familia numerosa, ser mayor de 60 años y recibir el Seguro de Invalidez, recibir la mínima renta o vivir en una casa con menos de 3kW de potencia contratada. **200 millones de euros**
- Transporte: desde 2007 REE es el único dueño de la red general de transporte de energía eléctrica en España. **1.600 millones de euros**
- Distribución: cabe destacar que resulta más cara la distribución que el transporte. **5.000 millones de euros**
- Servicio de calidad: consiste en la partida destinada a que todos los españoles cuenten con un servicio eléctrico estable y de calidad. **75 millones de euros**
- Interrumpibilidad eléctrica: este sistema evita que por una causa externa como puede ser un pico/valle inesperado en la curva de demanda se paralice el suministro eléctrico. Las grandes industrias tendrían que parar su consumo si una situación de caos se produjese. En compensación reciben una partida anual. **678 millones de euros**
- Ajuste extrapeninsular: ayuda a los sistemas españoles no peninsulares. **1.800 millones de euros**
- Fiscalización final del sistema no peninsular. **100 millones de euros**

- FADE: el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico. **1940 millones de euros**
- Atribución a la diferencia de pérdidas: diferencia energética a la conclusión del mercado. **130 millones de euros**
- Discordancia de ingresos: suma anual multiplicada por los intereses. **350 millones de euros**
- Sobrante del FTA: El Fondo de Titulación Activo. **901 millones de euros**
- Segunda subasta de la deuda “ex-ante”: **97 millones de euros**
- Pagos por capacidad: los pagos por capacidad se utilizan para que en picos de demanda el precio no suba en exceso. Sólo determinadas tecnologías (nuclear por ejemplo) los reciben. **610 millones de euros**
- Derechos de emisión. **113 millones de euros**
- CNMC: los intereses producidos por la cuenta de la CNMC, el saldo positivo de la misma organización y el fondo de calidad aportan **7, 3 y 18 millones** de euros respectivamente

Una vez analizados todos los costes que intervienen en la generación de la deuda tarifaria de un año, se hace la suma y resta de los componentes para hallar el valor final. A continuación se adjunta una tabla resumiendo los conceptos previamente descritos y cuantificados.

Global	Concepto	Partida (M€)
Ingresos brutos	Peajes de acceso	16.600
Ingresos netos	Deuda 2005	-280
	Moratoria nuclear	-72
	CNMC	-20
Liquidación materias reguladas	Primas	-9.300
	Corrección de medidas	-16
	CO2	370
	Regulación 2010	16
Otros costes	Bono social	-200
	Transporte	-1.600
	Distribución	-5.000
	Calidad	-75
	Interrumpibilidad	-678
	Extrapeninsular	-1.800
	Fiscalización no peninsular	-100
	FADE	-1.940
	Diferencia de pérdidas	-130
	Discordancia de ingresos	-350
	FTA	901
	Ex-ante	-97
	Pagos por capacidad	610
	Derechos de emisión	-113
CNMC	28	
<b>TOTAL</b>		<b>-3.246</b>

Tabla 4. Componentes de la deuda tarifaria del año 2013

Ningún gobierno ha efectuado grandes cambios a la hora de afrontar el problema del déficit de tarifa. Se proponen diversas soluciones para eliminar o reducir el déficit pero es cierto que hasta ahora no se han tomado medidas en este aspecto. Las posibles medidas son las siguientes:

- Destinar parte de los Presupuestos Generales del Estado para costear la diferencia entre lo que los consumidores abonan y los costes reales de generación.
- Subir las tarifas eléctricas, medida necesaria pues es la forma más directa y efectiva de reducir y eliminar a corto plazo la deuda.
- Auditar la deuda actual. Estudiar detalladamente los puntos que contiene, cómo se ha ido incrementando estos a lo largo de los años y en el caso de hallar deuda eléctrica ilegítima, cancelarla a través de mecanismos legales.

## 6. LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO DE 2013

La Ley del sector eléctrico de 2013 se llevó adelante por tres razones principales y tuvo su rápida aplicación por los eventos sucedidos en diciembre de dicho año, en el cual la electricidad subió un 20%.

- 1) La Ley del Sector Eléctrico 54/1997 pese a ser satisfactoria a la hora de conseguir los objetivos marcados desde la Unión Europea en relación a “Energía y Cambio Climático”, no ha conseguido asegurar la estabilidad del sistema eléctrico en España, creándose así la Deuda Tarifaria.
- 2) El sector eléctrico español ha sufrido numerosas variaciones, como la inclusión de renovables en el mix nacional de generación, la aparición de excedente de capacidad por parte de centrales caloríficas y gas propiciado por lo anterior o las elevadas inversiones realizadas en redes de transporte y distribución.
- 3) En los últimos tres años se desarrollaron numerosas leyes y Reales Decreto que crearon una dispersión normativa imposible de sostener. A continuación se muestra un gráfico con las disposiciones aprobadas durante el último trienio:



Los tres puntos anteriores, unido a que a principios de diciembre de 2013 el precio de la electricidad subió un 20% en la subasta de mercado y que la deuda tarifaria continuaba ascendiendo, puesto que no se tomaban medidas para su eliminación ya que los usuarios únicamente pagaban los intereses en la factura mensual, hizo que se proyectara la Ley del Sector Eléctrico de 2013.

A finales de diciembre de 2013 se aprueba la Ley del Sector Eléctrico (24/2013) con la que se pretende recortar gastos en primas al régimen especial modificando el método de retribución. Las principales novedades que aporta esta ley son las siguientes:

- Generalidades: El suministro pasa a valorarse de interés económico general.
- Equilibrio financiero y medidas contra el déficit: limitación de las variaciones por déficit de ingresos al 2% de los ingresos anuales y revisar regularmente los peajes y cargos.
- Costes e ingresos regulados del sistema: diferenciación entre peajes y cargos, obligación de instalaciones de autoconsumo de aportar a los costes del sistema e instauración de un periodo regulatorio de seis años.
- Producción de electricidad: Abolición de las calificaciones de “régimen especial y régimen ordinario”, regulación del cierre temporal de instalaciones en producción, obligación a todas las instalaciones generadoras de ofrecer la energía al mercado y mayor presencia de la Administración General del Estado en la garantía y seguridad del sistema eléctrico.
- PVPC: instauración del Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC).
- Retribución: Se quieren disminuir las primas en 1.700 millones de euros, poniendo especial atención a la energía eólica, que pierde el 34% de las primas y las solares, que pierden el 12% de las primas.

En 2004 las primas se retribuían según un porcentaje de la tarifa de mercado y en 2007 se retribuían según la energía producida. A partir de ahora se consideran unas ayudas para costear el precio real de inversión de instalaciones. Con este decreto se busca la

continuidad en la inversión para energías del régimen especial pero sin desajustar en gran medida el sistema eléctrico español, tanto en potencia instalada como en el ámbito económico.

Los parámetros con los que se calculan las nuevas primas a entregar son los siguientes:

- Retribución a la inversión y operación
- Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación
- Vida útil regulatoria
- Horas de funcionamiento mínimo y máximo
- Límite anual superior e inferior del precio de mercado
- Precio medio anual del mercado diario e interdiario

A continuación se adjunta una tabla en la que pueden observarse las distintas primas otorgadas a cada una de las energías del régimen especial tanto con la retribución previa a 2014 como con los nuevos cálculos.

	Retribución hasta 2014	Retribución desde 2014	Diferencia
<b>Eólica</b>	1.802 M€	1.513 M€	289 M€
<b>Solar fotovoltaica</b>	2.818 M€	2.445 M€	373 M€
<b>Solar termoeléctrica</b>	1.438 M€	1.252 M€	186 M€
<b>Minihidráulica</b>	162 M€	12 M€	150 M€
<b>Cogeneración</b>	1.689 M€	1.513 M€	176 M€
<b>Biomasa</b>	281 M€	294 M€	-13 M€
<b>Residuos</b>	495 M€	304 M€	191 M€
<b>Total</b>	<b>8.685 M€</b>	<b>7.014 M€</b>	<b>1.352 M€</b>

Tabla 5. Cambio de retribución por tecnología tras la aplicación de la Ley del Sector Eléctrico de 2013

Con el cambio de retribución se han conseguido ahorrar 1.352 millones de euros en primas, esto es, evitar que la deuda tarifaria siga aumentando al ritmo de los últimos años.

En cuanto a la tarifa eléctrica, hasta el 31 de mayo de 2014 cuando se cambió por la última reforma, existía la Tarifa de Último Recurso, consistente en una tarifa de energía eléctrica establecida por el Ministerio de Industria. Se aplicó desde julio de 2009. Hay que distinguir por tanto entre comercializadoras de mercado libre, que son la mayoría (más de 200) y las comercializadoras de último recurso, las que siguen las directrices de precio eléctrico del Gobierno

El consumidor se adhería a una comercializadora de último recurso donde el precio era determinado por el Gobierno. Se aplicó esta opción para proteger al consumidor y evitar que ciertas compañías se beneficiaran de la situación y aplicaran tarifas muy elevadas.

En mayo de 2014, tras la reforma del sector eléctrico de diciembre de 2013, se modificó el sistema de fijación de precios para dejar de tener como modelo la subasta de energía y comenzar a tener en cuenta el coste acordado en el mercado mayorista. La antigua Tarifa de Último recurso pasó a ser llamada Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC), disponible para consumidores con un contrato menor a 10kW de potencia.

Desde entonces Red Eléctrica de España calcula diariamente y horariamente el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor. Se publican en su página web para consulta pública.

Cuando un nuevo consumidor se adhiere al sistema debe tener en cuenta si quiere pertenecer al mercado libre o al mercado regulado. Ambas tienen ventajas e inconvenientes:



- Mercado libre:

Ventajas:

- Aplica descuentos en electricidad
- Hay diversas comercializadoras con tarifas diversas
- El precio a abonar se conoce de antemano

Inconvenientes:

- El precio es el que la comercializadora marca
- Firmado el contrato puede ser exigible el pago de servicios adicionales
- Suelen tener cláusulas de permanencia

- Mercado regulado

Ventajas:

- El precio lo fija el Gobierno
- No hay ningún tipo de permanencia

Inconvenientes:

- No hay descuentos como en el mercado libre
- El precio de la electricidad no es estable
- Disponible únicamente para consumidores con potencia máxima de 10kW
- El contador se tiene en cuenta y puede ser preciso cambiarlo

## 7. ACTUALIDAD

Los datos de 2016 no han sido publicados aún por lo que se estudiará el balance final de 2015. A continuación se muestran cinco gráficas mostrando la potencia instalada total (102.613MW), la cobertura de la demanda anual, una relación entre potencia instalada y demanda cubierta, relación entre energías renovables y demanda máxima y la cobertura de la demanda máxima horaria que tuvo lugar el 4 de febrero a las 21h (40.324MWh), todo segmentado por tecnologías:

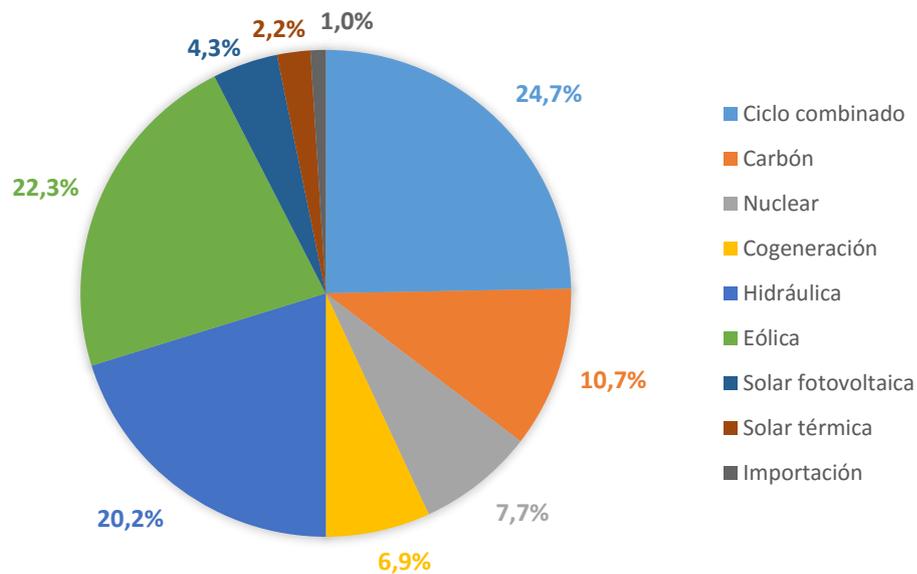


Figura 10. Potencia total instalada en España en 2015

Un año más los ciclos combinados son la tecnología con mayor potencia instalada en España, seguida de cerca por la energía eólica. Las energías renovables representan el 49,0% de la potencia instalada, dato histórico que se supera año tras año.

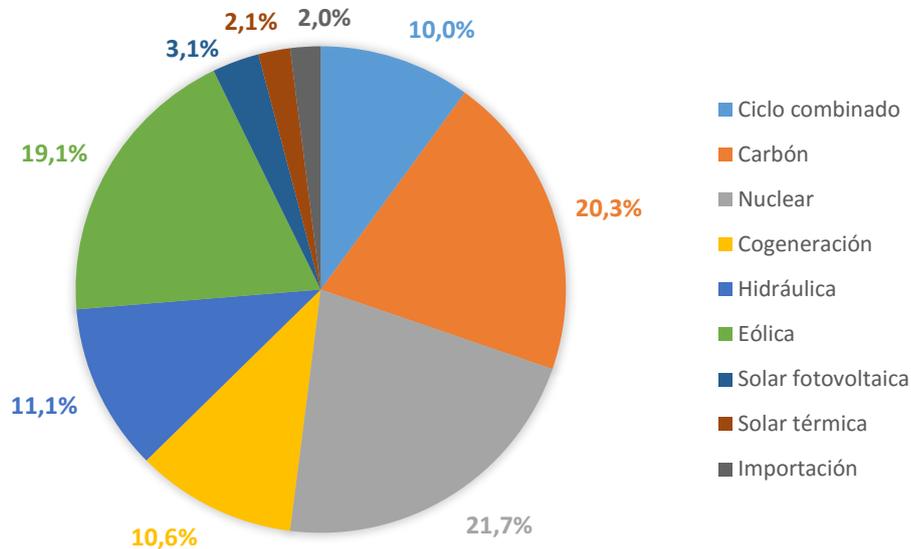
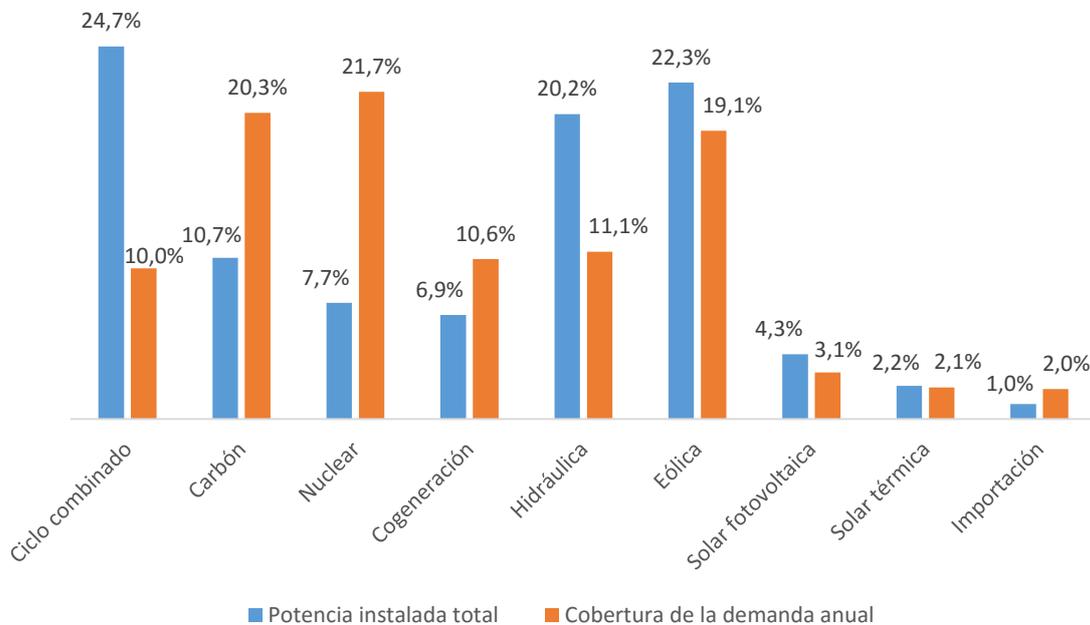


Figura 11. Cobertura de la demanda anual en España en 2015

En cuanto a la cobertura de la demanda, las cifras varían significativamente respecto de las de la potencia instalada. La energía nuclear destaca como máximo con el 21,7% de la demanda, seguida del carbón. La primera energía renovable es la eólica, con un 19,1% de la demanda cubierta, seguida de lejos por la hidráulica, con un 11,1%. La energía eólica y solar térmica son las que más relación tienen entre potencia instalada y demanda cubierta mientras que la nuclear cubre un 21,7% de la demanda representando únicamente el 7,7% de la potencia instalada española.

Las energías renovables representan el 35,4% de la demanda cubierta, mientras que representaban prácticamente la mitad de la potencia instalada.



*Figura 12. Potencia instalada y cobertura anual por tecnologías*

Existe una gran disparidad en la mayoría de tecnologías, produciendo un desequilibrio tanto energético como económico en la red ya que algunas tecnologías como los ciclos combinados sólo entran en funcionamiento cuando la producción de energías no gestionables no está disponible.

Una de las causas de esta variación en potencia instalada y cobertura de demanda es la no gestionabilidad de la mayoría de las energías renovables. La falta de lluvia, viento o luz solar paraliza la generación de electricidad por parte de estas tecnologías por lo que es preciso contar con 1MW de energía gestionable por cada MW de energía no gestionable. Esto encarece sobremanera el sistema pues se cuenta con una duplicidad que cuando es necesaria es totalmente rentable pero cuando las no gestionables funcionan correctamente crea una situación de sobreinstalación nada eficiente.

Cabe destacar que solamente con la energía renovable instalada en España sería suficiente para cubrir la demanda en el caso de que estas energías renovables rindiesen

al 100% (suponiendo condiciones de viento, luz solar y agua idóneas) pues la potencia instalada supera a la demanda máxima. A continuación se muestra una gráfica con las distintas energías renovables agregadas (por orden, eólica, hidráulica, minihidráulica, solar fotovoltaica, solar térmica y térmica renovable), sumando un total de 51.737MW en 2015 de potencia instalada y la demanda máxima en 2015, que resultó ser 40.324MWh.

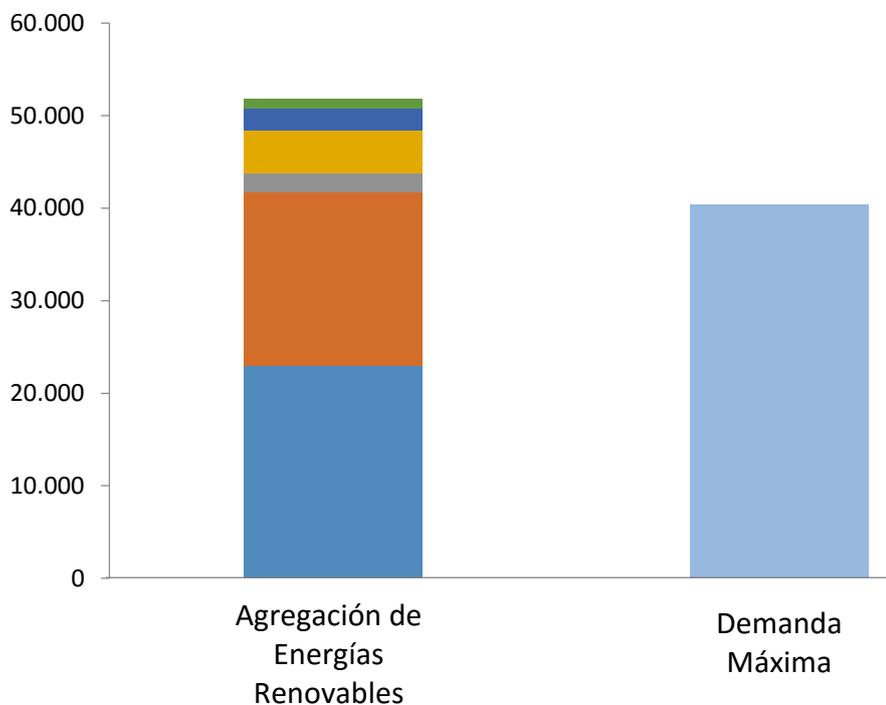


Figura 13. Energías renovables y demanda máxima en MW en 2015

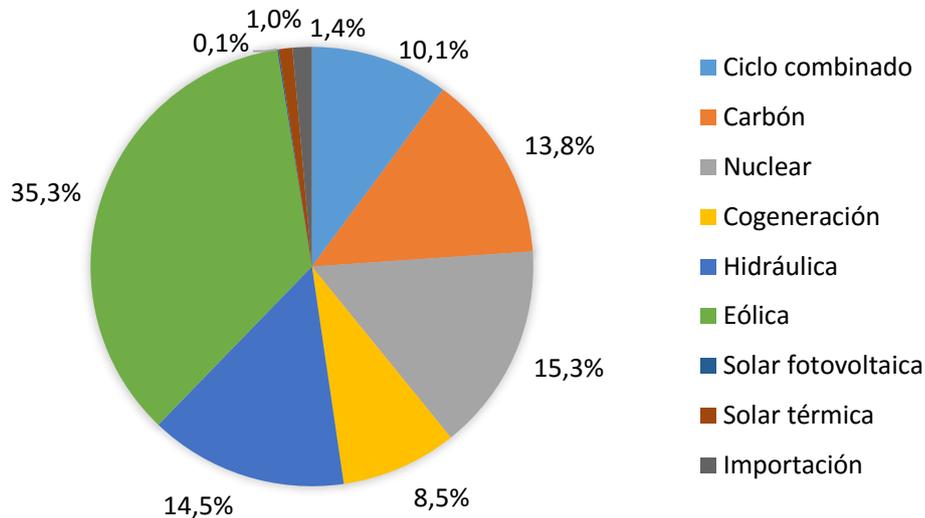


Figura 14. Cobertura de la demanda máxima en 2015 en España

El 4 de febrero de 2015 a las 21h se sufrió el pico de demanda anual, con 40.324MWh. Como se puede ver en la figura la distribución es diferente a la de la cobertura media anual, habiendo tecnologías con aportación similar, como es el caso de los ciclos combinados (10,0% de media y 10,1% en el máximo). Otras fuentes de generación como la nuclear o el carbón disminuyeron su cobertura porcentual de manera significativa (21,7% y 20,3% a 15,3% y 13,8% respectivamente) mientras que la hidráulica y sobre todo la eólica (que prácticamente se duplicó) aumentaron de forma representativa.

Si el pico de demanda no se hubiera dado en un día con condiciones favorables de viento la distribución habría sido totalmente distinta, aumentando la aportación por carbón y ciclos combinados. Estas dos tecnologías son capaces de aportar energía a máxima carga en muy poco tiempo mientras que la nuclear precisa de preparación previa exhaustiva para poder aportar lo deseado. Por ello es menos práctica cuando se sucede un hecho inesperado o un pico de demanda.



## 8. PRECIO DEL KWH

Uno de los objetivos de este proyecto, como bien se indica en el título, es el estudio intensivo del coste y del precio de la energía eléctrica en España para poder proponer ideas y soluciones que puedan subsanar de alguna manera la situación económica en el que se encuentra el sector en la actualidad.

El precio del kWh en España puede dividirse en siete partes:

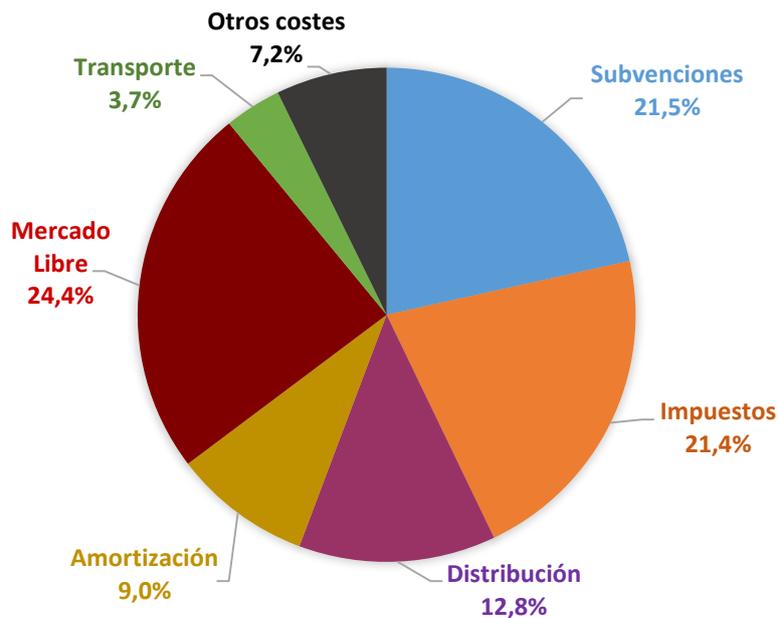


Figura 17. *Composición del precio del kWh de electricidad*

El precio que el usuario abona cada mes por la electricidad consumida debe ser desglosado para entender qué se está pagando realmente. Parece que cada vez el usuario abona más mensualmente aunque el uso sea el mismo o incluso menor y esto se debe a que se pagan diversos gravámenes, no solo la electricidad estrictamente utilizada.

Tan solo el 24,4% de lo que se paga mensualmente se destina al mercado libre, es decir, al coste de la energía. El precio del kWh se determina tras una subasta que se lleva a cabo trimestralmente pero son las empresas las que terminan influyendo en el precio.

El resto de conceptos que pagamos se explican a continuación:

- Subvenciones: cantidad que se destina a los productores de energías renovables o cogeneración. La generación eólica es la que menor subvenciones recibe, siendo paradójicamente la mayor fuente de energía. Las plantas solares reciben el 24% de las subvenciones, un valor muy alto si se tiene en mente que sólo producen el 6,9% del total de energía renovable.
- Impuestos: cantidad que va a parar al estado. En estos momentos es del 21% referente al IVA y un 4% referente al impuesto sobre la electricidad. Estos valores varían anualmente ya que con cambios de gobierno o situaciones sociales, la modificación del IVA es uno de los recursos que se utiliza.
- Distribución: es el coste de llevar la electricidad a cada hogar, fábrica etc. Esta distribución se lleva a cabo desde la red de transporte de alta tensión, desde instalaciones de energía renovables o simplemente cogeneración.
- Amortización: es la deuda que pagamos por el déficit tarifario. El gobierno negocia con las compañías cierto valor del kWh que no debe superarse bajo ningún concepto. A cambio el gobierno paga un dinero directamente a las compañías. La deuda en estos momentos supera los treinta mil millones de euros, que pagamos entre todos.

- Transporte: es el coste de llevar la electricidad desde el lugar de producción (centrales nucleares, hidroeléctricas etc.) hasta las poblaciones. Se hace en alta tensión y ya en las ciudades se utilizan transformadores para bajarlo a media y baja tensión.
- Otros costes: incluyen sobrecostes de generación en las Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla, interrumpibilidad del sistema eléctrico y pagos por capacidad y por consumo del carbón nacional.

## 10. RETRIBUCIÓN AL RÉGIMEN ESPECIAL

Como se ha estudiado en la primera parte de este proyecto, ha habido una serie de legislaciones que han afectado a la retribución que se le otorga a cada tipo de tecnología por energía producida por generación en régimen especial, destacando la promovida en 2007, que fomentó el aumento de energía renovable en España a base de un aumento de las primas, y la última en 2013, que regula esta cantidad y la disminuye.

Esto se muestra a continuación en una tabla con las retribuciones reguladas (y su consiguiente variación en porcentaje) de cada tecnología en los tres años donde se produjo el punto de inflexión. En 2008 se observa la situación inicial sobre la que se aplicó la ley de 2007, en 2013 se aprecia el resultado final de la ley de 2007 antes de la aplicación de la siguiente y en 2015, se muestra la situación actual donde son visibles los efectos de la ley de 2013.

Se comprueba cómo el coeficiente porcentual de variación es creciente en el primer lustro, siendo en el menor de los casos el relativo a la energía hidráulica con un 58% mientras que la tecnología cuyas primas crecieron de mayor forma fue la energía solar termoeléctrica, con un 323% de aumento.

Ocurre lo contrario en el paso de 2013 a 2015, con disminuciones de hasta un 70% en el tratamiento de residuos.

	Retribución regulada (miles de €)				
	2008		2013		2015
COGENERACIÓN	741.113	129,8%	1.703.358	-32,6%	1.148.480
SOLAR FV	729.298	296,5%	2.891.698	-15,8%	2.434.549
SOLAR TE	261.532	323,7%	1.108.164	15,0%	1.274.806
EÓLICA	1.155.818	83,3%	2.118.396	-40,8%	1.253.570
HIDRÁULICA	147.033	58,3%	232.689	-68,4%	73.619
BIOMASA	129.669	154,2%	329.559	-20,7%	261.189
RESIDUOS	63.301	60,5%	101.626	3,1%	104.806
TRAT.RESIDUOS	147.211	161,6%	385.156	-70,2%	114.950
<b>TOTAL</b>	<b>3.374.974</b>	<b>162,8%</b>	<b>8.870.646</b>	<b>-24,9%</b>	<b>6.665.968</b>

Tabla 6. *Evolución de la retribución regulada por tecnologías*

A continuación se incluye una gráfica para analizar visualmente los datos adjuntos en la tabla anterior. Una vez más, se comprueba cómo en 2008 las primas a las energías renovables comenzaban a fomentarse tras la aprobación del Real Decreto de 2007. En 2013, se ve cómo las primas fueron significativamente mayores en todas las tecnologías, fruto de este Real Decreto. Fue entonces cuando se aprobó la Ley del Sector Eléctrico de 2013, cuyos resultados se aprecian en los datos de 2015, tras dos años de aplicación. Las primas se redujeron notablemente. La línea de tendencia engloba la media de todas las tecnologías y sigue una distribución parabólica con su máximo valor a comienzos de 2014.

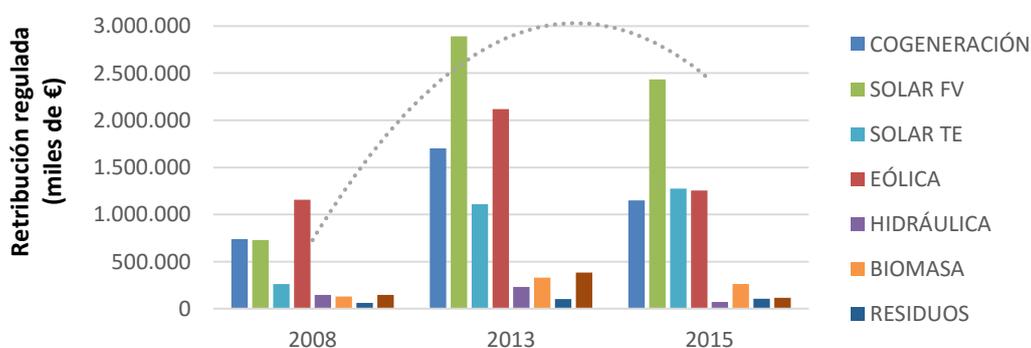
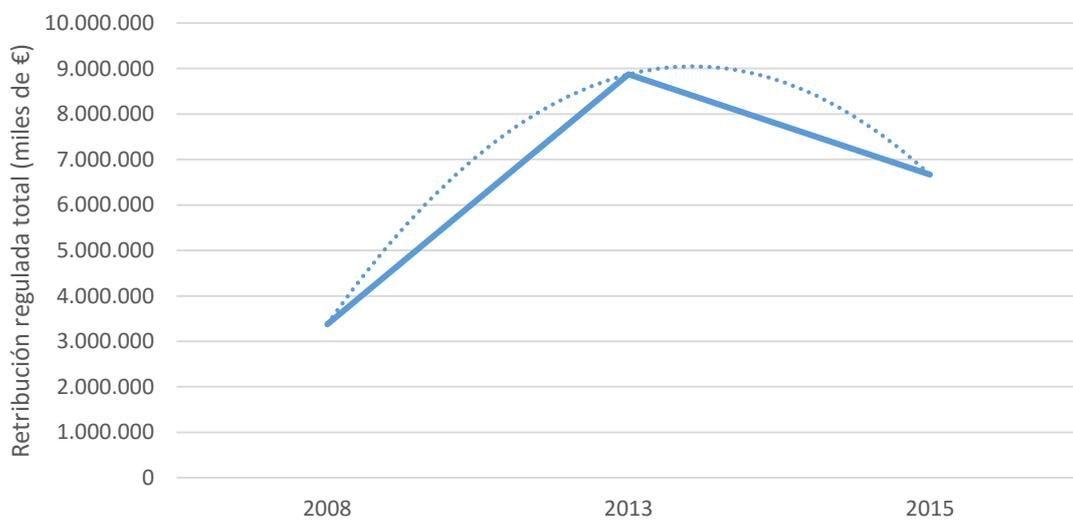


Figura 18. *Evolución de la retribución regulada por tecnologías*

En cuanto a la cantidad total primada, sigue una variación similar a la de las tecnologías individualmente. A la hora de aumentar desde 2008 hasta 2013, crece a un ritmo de 1M€ anual, el mismo ritmo al que disminuye desde 2013 hasta 2015. Estos datos se visualizan de forma más clara en la siguiente gráfica, donde se ha añadido una línea polinómica de tendencia para poder hallar el valor real en los años intermedios.



*Figura 19. Evolución de la retribución total*

A la hora de cuantificar las primas es preciso diferenciar en tecnologías ya que no todas tienen la misma potencia instalada ni generan la misma energía. Para estudiarlas se utiliza la retribución regulada unitaria, medida en céntimos de € entre la energía vendida total. Así se valora de forma real las primas recibidas por unidad de energía aportada al sistema eléctrico español.

Esta información se muestra en la tabla siguiente:

	Retribución regulada unitaria (c€/kWh)		
	2008	2013	2015
COGENERACIÓN	3,50	6,70	4,94
SOLAR FV	30,88	34,81	29,66
SOLAR TE	8,88	25,20	25,07
EÓLICA	3,60	3,88	2,61
HIDRÁULICA	3,17	3,29	1,33
BIOMASA	5,21	7,69	7,46
RESIDUOS	2,32	3,29	2,95
TRAT.RESIDUOS	4,69	8,66	7,61

Tabla 7. Evolución de la retribución regulada unitaria por tecnologías

Así, se observan diferencias notables entre las distintas tecnologías. La que más primas recibe por kWh vertido a la red es la energía solar, llegando a ser 10 veces superior a otras tecnologías. Las menos retribuidas son la energía eólica y la hidráulica. Es un dato interesante ya que éstas son las tecnologías que mayor impacto tienen en la cobertura de la demanda.

A continuación se muestra de manera gráfica la distribución de primas otorgadas en los años 2008, 2013 y 2015:

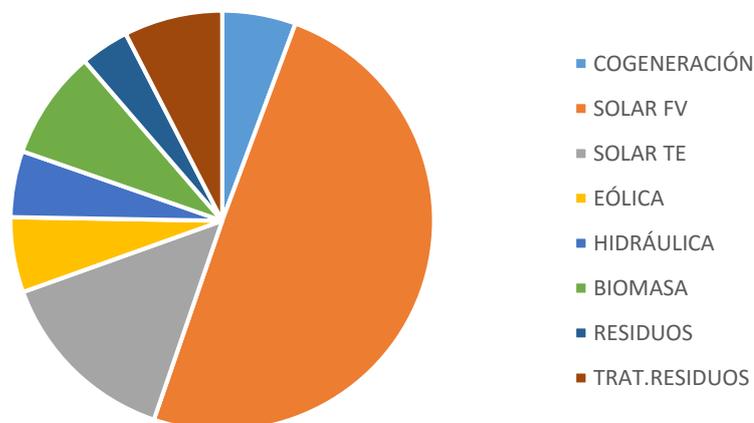


Figura 20. Comparación de primas otorgadas en 2008

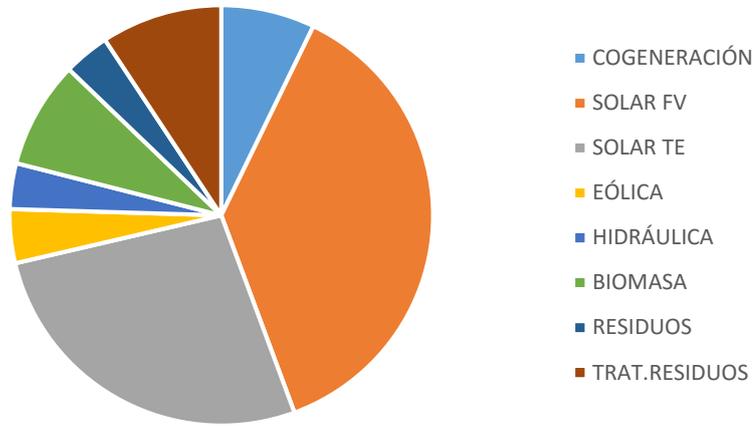


Figura 21. Comparación de primas otorgadas en 2013

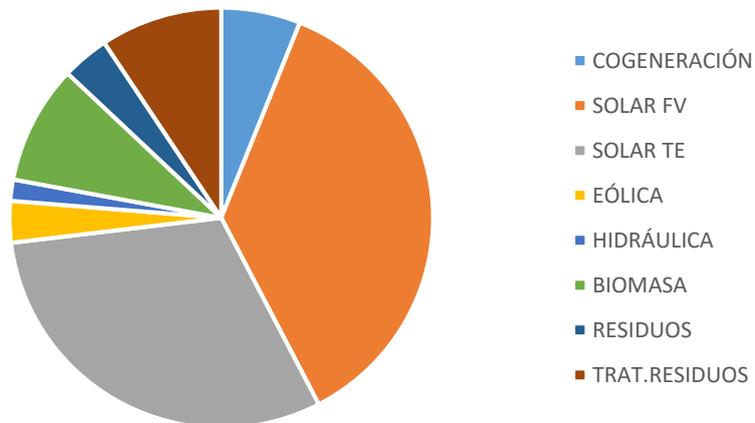


Figura 22. Comparación de primas otorgadas en 2015

En cuanto a la energía eólica, que es la que se va a estudiar en este proyecto, la evolución de su retribución ha seguido la secuencia comentada previamente, aumentando desde 2007 hasta 2013 y disminuyendo desde entonces hasta la actualidad.

En la siguiente figura se muestra la regulación regulada unitaria anual para la energía eólica, ilustrada a su vez con una línea de tendencia polinómica que evita los datos irregulares para establecer una línea más regular.

Hay que destacar el valor final, bastante inferior al obtenido para 2008. Esto no ocurre con otras tecnologías ya que como se ha comentado antes, la eólica es una de las que más recortes ha sufrido en sus primas. El valor más bajo se obtuvo en 2014 con una retribución regulada de 2,46 céntimos de euro por cada kWh entregado a la red nacional.

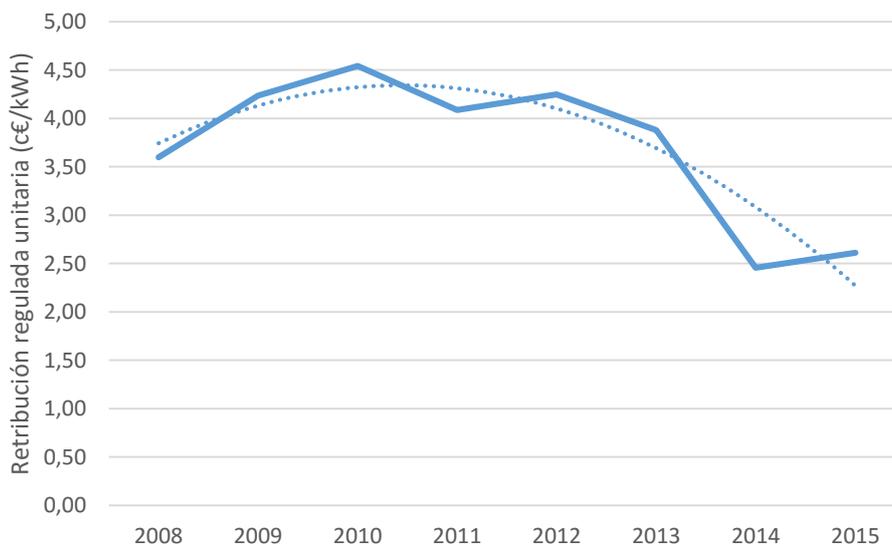


Figura 23. *Regulación regulada unitaria anual para la energía eólica*

La evolución que ha seguido la retribución total a la energía eólica se representa en la siguiente gráfica. Como era de esperar ésta sigue la misma tendencia en general pero tiene algunas diferencias. Al igual que la retribución regulada crecía más verticalmente de 2008 a 2010, en la retribución total no se ve un aumento significativo hasta bien entrado 2011. Ambas llegan al pico superior en 2013, lógico pues es cuando se cambia la ley del sector eléctrico y desde ahí disminuye. Como ocurría antes también se encuentra el valle en 2014 pero mucho más diferenciado del valor final de 2015 que en

la gráfica anterior. De hecho, en la retribución total al final del año 2015 es superior al valor inicial en 2008, al contrario de lo que se visualizaba en la gráfica de la retribución regulada unitaria.

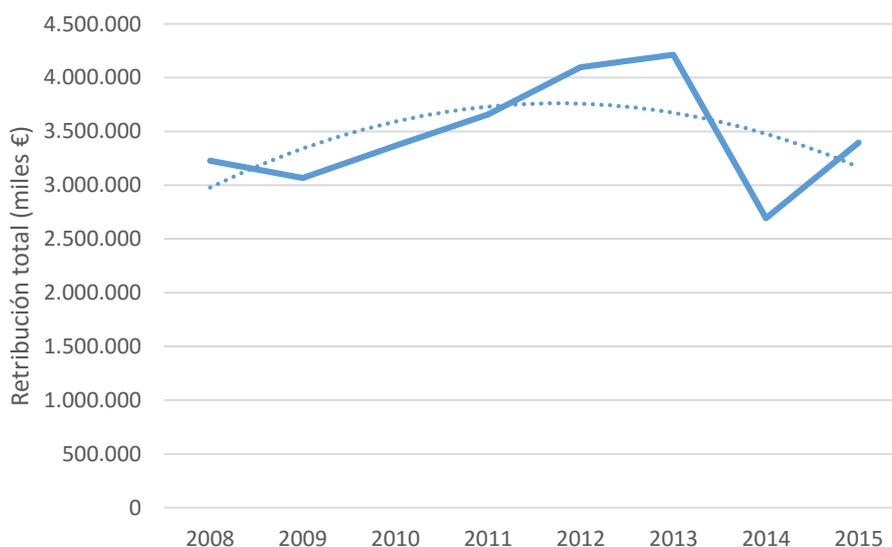


Figura 24. *Retribución total a la energía eólica*

Analizando las gráficas anteriores queda claro que la energía eólica en España está demasiado extendida, en gran medida debido a las generosas primas que ha recibido, especialmente a partir del Real Decreto 2007.

Sin ayuda de primas, las instalaciones eólicas aún no resultan económicamente rentables, pese a ser una tecnología madura y muy desarrollada en muchos países. Por ello, la mera existencia de primas puede ser cuestionable.

Además, actualmente los parques eólicos están conectados a la red general. Esto repercute negativamente en el coste y consecuente precio de la energía eléctrica. No sólo por las primas, sino también por la necesidad de contar con grupos de arranque rápido (como por ejemplo ciclos combinados) que puedan hacer frente a la

incertidumbre del viento en menos de 15 minutos, ya que la energía eólica no es gestionable. En el futuro, si se desarrollaran baterías y sistemas de almacenamiento a gran escala, este efecto podría verse reducido y la gestión eólica se simplificaría considerablemente.

Lo que se debería promover a nivel nacional es la integración de la energía eólica en la generación distribuida. Así se reducirían los costes asociados, al reducirse las pérdidas de transporte, aunque es cierto que la gestión se complicaría. Además, esto abriría las puertas a la instalación de aerogeneradores de menor tamaño (potencias inferiores a 4kW) y podría complementarse individualmente con otras fuentes renovables. También resultaría ventajoso al incrementar la fiabilidad y aliviar las congestiones del sistema eléctrico.

## 11. RENTABILIDAD DE LA ENERGÍA EÓLICA

Para valorar realmente la utilidad de las subvenciones explicadas en los apartados anteriores es preciso analizar la rentabilidad económica de una instalación eólica. Se observará cómo han afectado la subida (desde 2007 hasta 2013) y la bajada (desde 2013) de las primas a la rentabilidad de esta tecnología. Se ha decidido utilizar una rentabilidad a 25 años ya que es la que se usa comúnmente en este tipo de estudios.

Se han extrapolado los datos horarios del precio de energía para hallar los ingresos de mercado de la energía eólica. Se han obtenido del ESIOS, la plataforma de REE y del CNMC. Tras ello, se ha desarrollado un modelo Excel con los valores que se expondrán a continuación para hallar la conclusión de este apartado, la rentabilidad para cada uno de los años clave de esta sección del proyecto: 2008, 2013 y 2015.

En primer lugar se van a calcular las horas equivalentes de explotación eólica. Para ello se hará el cociente entre la energía vendida (GWh) y la potencia instalada (MW):

Año	Energía producida (GWh)	Potencia instalada (MW)	Horas equivalentes (h)
2008	32.131	16.323	1.968
2013	54.630	23.002	2.375
2015	48.017	23.020	2.086

Tabla 8. *Cálculo de las horas equivalentes de explotación eólica*

Una vez conocidas las horas equivalentes por año, se procede al cálculo de los ingresos obtenidos por la energía eólica:

Ingresos	2008	2013	2015
Energía vendida (GWh)	32.131	54.630	48.017
Ingresos de Mercado (millones de €)	1.621	2.428	2.612
Ingreso unitario de Mercado (€/MWh)	49,8	44,5	54,1
Ingreso de Primas (millones de €)	1.156	2.118	1.254
Ingreso unitario de Primas (€/MWh)	36,0	38,8	26,1
Ingresos Primas + Mercado (€/MWh)	85,8	83,3	80,3
Ingresos Totales (€/MWh)	85,8	83,3	80,3
Ingresos (€/MW)	168.832	197.867	167.402

Tabla 9. *Ingresos obtenidos por la energía eólica*

- **Energía vendida:** GWh totales vendidos a nivel anual
- **Ingresos de mercado:** se han calculado con datos de ESIOS y CNMC, extrapolando a nivel horario y calculando el ingreso total anual con la generación eólica horaria
- **Ingreso unitario de mercado:** cociente entre los ingresos de mercado y la energía vendida anual
- **Ingresos primas:** cantidad total entregada a esta tecnología, diferenciando entre la legislación de cada época. Para hallar el precio unitario por MWh, se hace el cociente entre las primas totales y la energía vendida
- **Ingresos primas + mercado:** suma entre el ingreso unitario obtenido por las primas y el ingreso unitario de mercado

- **Ingresos totales:** resta de ingresos primas + mercado y pagos por capacidad, que al ser 0 no afecta
- **Ingresos en €/MW:** Ingresos totales multiplicado por las horas equivalentes halladas previamente

Una vez estudiados los ingresos, se analizan los costes:

Costes	2008	2013	2015
Costes de inversión (€/MW)	1.200.000	1.200.000	1.200.000
Costes fijos de explotación (€/MW)	30.000	30.000	30.000
Costes variables de explotación (€/MW)	19.685	23.750	20.859
Costes totales de explotación (€/MW)	49.685	53.750	50.859

Tabla 10. *Costes asociados a una instalación eólica*

- **Ingresos:** Los ingresos están compuestos por la suma de ingresos de mercado e ingresos de primas y la resta de los pagos por capacidad, que resulta de 0€/MW para la energía eólica.
- **Costes de inversión:** se basan principalmente en la adquisición del aerogenerador. Además se incluyen las obras civiles y eléctricas. Varía según la geografía donde se instale por lo que se utiliza el dato medio ofrecido por CNMC que resulta ser de 1.200.000€/MW
- **Costes fijos de explotación:** son los costes asociados al alquiler del solar, salarios del personal y demás que no tienen vinculación con la energía vendida total anual. Se estiman en 30.000€/MW
- **Costes variables de explotación:** aunque la materia prima para la producción de energía eólica es gratuita (el viento), existen costes asociados al mantenimiento de las instalaciones que deben tenerse en cuenta. Éstos se

estiman en 10€/MWh. Para hallar el correspondiente a cada año se multiplican por las horas equivalentes

- **Costes totales de explotación:** suma entre costes fijos y costes variables

Una vez hallados los ingresos totales y los diferentes costes, se estudia la rentabilidad según la siguiente fórmula:

$$Rentabilidad = \frac{Ingresos - Costes\ totales\ de\ explotación - Amortización}{Costes\ de\ inversión}$$

Siendo la amortización:

$$\frac{Costes\ de\ inversión}{Número\ de\ años}$$

Haciendo estos cálculos se hallan las rentabilidades siguientes:

	2008	2013	2015
Rentabilidad	5,93%	8,01%	5,71%

Tabla 11. *Evolución de la rentabilidad eólica*

Así, se comprueba que la rentabilidad sigue la misma tendencia que el ofrecimiento de primas. El año con mayor rentabilidad es 2013, coincidiendo con la aplicación de la Ley del Sector Eléctrico de ese mismo año, cuando las retribuciones a las energías renovables alcanzaron el pico máximo. Las instalaciones eólicas tenían una rentabilidad del 8,01%, más de dos puntos superior a las de los años 2008 y 2015, donde no llega al 6%. En 2008 era superior a la de 2015 ya que aunque las primas eran menores, la potencia instalada era mucho menor por lo que la rentabilidad regulada unitaria en cent€/kWh era mayor y se compensaba resultando en una rentabilidad mayor.

A continuación se va a modelar la situación de la energía eólica en España si no se hubieran aplicado primas desde el año 2008:

Concepto	2008	2013	2015
Ingresos (€/MW)	98.022	105.772	112.946
Costes de inversión (€/MW)	1.200.000	1.200.000	1.200.000
Costes totales de explotación (€/MW)	49.685	53.750	50.859

Tabla 12. *Conceptos económicos de una instalación eólica sin primas*

Haciendo los cálculos de retribución se hallan las rentabilidades siguientes:

	2008	2013	2015
Rentabilidad	0,03%	0,34%	1,17%

Tabla 13. *Evolución de la rentabilidad eólica en un escenario sin primas*

Hallados estos resultados es preciso comentar que aún sin la retribución correspondiente de cada periodo regulatorio, siempre resulta una rentabilidad positiva. En el año 2008 roza el valor nulo mientras que para 2013 asciende hasta el 0,34% y en 2015 sube casi un punto hasta el 1,17%.

Resulta interesante comparar estos valores con los obtenidos en la Tabla 11 donde se hallaban las rentabilidades con la presencia de primas en los cálculos. La siguiente tabla muestra dicha comparación:

	<b>2008</b>	<b>2013</b>	<b>2015</b>
Rentabilidad con primas	5,93%	8,01%	5,71%
Rentabilidad sin primas	0,03%	0,34%	1,17%
Diferencia porcentual	<b>99,5%</b>	<b>95,8%</b>	<b>79,5%</b>

Tabla 14. *Comparativa de rentabilidades*

Analizadas las tablas anteriores, queda claro que la retribución de primas a la energía eólica no es estrictamente necesaria para la instalación y explotación de una planta de aerogeneradores. Tiene una rentabilidad superior al 0% por lo que su supervivencia económica es real. Aquí cabe plantearse en qué otros aspectos podrían haberse invertido las elevadas primas, desde la aplicación del Real Decreto de 2007, cuando se dispararon las mismas.

A continuación se muestra la evolución de la Deuda Tarifaria anual y acumulada si la totalidad de las primas otorgadas a la energía eólica no se hubieran entregado.

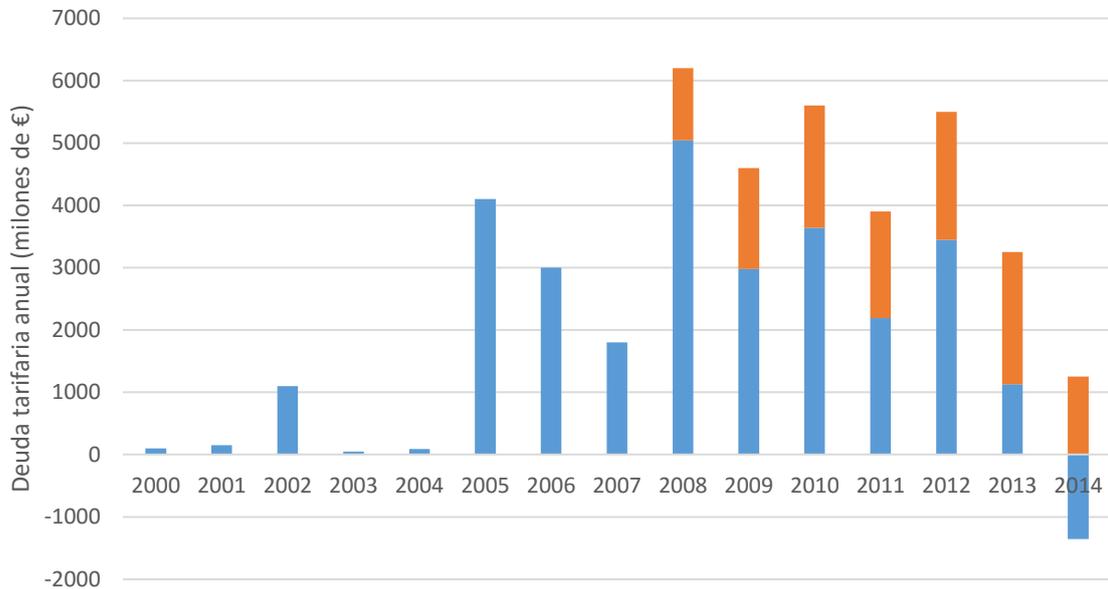


Tabla 15. Evolución de la Deuda Tarifaria anual sin las primas a la eólica desde el RD 2007

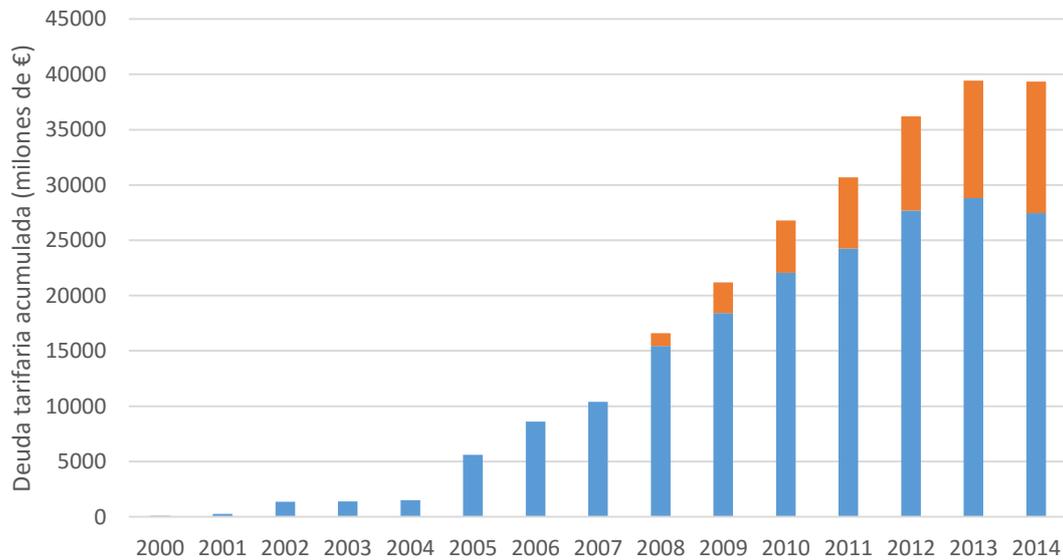


Tabla 16. Evolución de la Deuda Tarifaria total sin las primas a la eólica desde el RD 2007



En la última tabla se ve cómo en 2014 la Deuda Tarifaria total sería de 27.000 millones de euros cuando en la realidad ha sido de 39.000 millones de euros. Esto supone una disminución del 30%. Enfocado desde otra perspectiva, se puede afirmar que aproximadamente un tercio de la Deuda Tarifaria total se corresponde a la retribución de la tecnología eólica desde 2008, lo que resulta una cantidad astronómica.

## ANEXOS

### Anexo I:

A continuación se muestra la tabla donde se recogen los rendimientos eléctricos equivalentes mínimos exigidos para acogerse al complemento por eficiencia:

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente (%)
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP n turbinas de gas	59
Otras tecnologías y combustibles	59
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50

Tabla 17. *Rendimientos eléctricos equivalentes mínimos exigidos para acogerse al complemento por eficiencia*

Para hallar el Rendimiento eléctrico equivalente:

$$REE = \frac{E}{\left(Q - \left(\frac{V}{Ref H}\right)\right)}$$

Siendo:

- E: energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica utilizando el factor: 1KWh = 860kcal
- Q: consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustibles utilizados.
- V: producción de calor útil o energía térmica útil. En el caso de que la demanda sea de refrigeración, la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración.
- Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor por la que se establecen valores de referencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo o norma que lo transponga.

## Anexo II:

A continuación se adjuntan las tablas ofrecidas por la CNMC, desde 2008 hasta 2015, en las que se pueden contemplar la potencia instalada en MW, la energía vendida (GWh), la energía primada (GWh), el número de instalaciones, la retribución total (miles de €), el precio medio de la retribución total (cent€/kWh) y la retribución regulada (miles de €) por tecnologías:

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2008	COGENERACIÓN	6.060	21.188	21.188	863,5	2.106.481	9,942	741.113
	SOLAR	3.463	2.549	2.549	51312,5	1.155.068	45,321	990.830
	EÓLICA	16.323	32.131	32.131	731,5	3.226.384	10,041	1.155.818
	HIDRÁULICA	1.981	4.640	4.640	951	446.051	9,613	147.033
	BIOMASA	587	2.488	2.488	101,5	290.032	11,655	129.669
	RESIDUOS	569	2.732	2.732	33	239.335	8,761	63.301
	TRAT.RESIDUOS	571	3.140	3.140	45	349.548	11,133	147.211
<b>Total 2008</b>		<b>29.554</b>	<b>68.867</b>	<b>68.867</b>	<b>54.038</b>	<b>7.812.899</b>	<b>11,345</b>	<b>3.374.974</b>

Tabla 18. *Retribución detallada por tecnologías en 2008*

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2009	COGENERACIÓN	5.911	22.036	22.036	953	1.879.759	8,531	1.048.316
	SOLAR	3.630	6.204	6.204	52121	2.868.337	46,236	2.634.262
	EÓLICA	18.856	38.275	38.275	1098	3.065.472	8,009	1.621.278
	HIDRÁULICA	2.017	5.444	5.444	1042	439.406	8,072	234.012
	BIOMASA	670	3.025	3.025	149	338.711	11,198	224.587
	RESIDUOS	587	2.928	2.928	37	198.428	6,778	87.966
	TRAT.RESIDUOS	658	3.926	3.926	52	473.659	12,066	325.537
<b>Total 2009</b>		<b>32.329</b>	<b>81.836</b>	<b>81.836</b>	<b>55.452</b>	<b>9.263.772</b>	<b>11,320</b>	<b>6.175.959</b>

Tabla 19. *Retribución detallada por tecnologías en 2009*

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2010	COGENERACIÓN	6.007	23.731	23.731	968	2.232.913	9,409	1.335.803
	SOLAR FV	3.839	6.405	6.405	55040	2.897.294	45,234	2.656.291
	SOLAR TE	532	692	692	13	211.503	30,584	184.319
	EÓLICA	19.701	43.150	43.150	1138	3.366.282	7,801	1.960.011
	HIDRÁULICA	2.030	6.754	6.754	1053	528.554	7,826	297.097
	BIOMASA	709	3.142	3.142	170	362.498	11,538	243.422
	RESIDUOS	627	3.127	3.127	37	211.164	6,754	93.194
	TRAT.RESIDUOS	658	4.285	4.285	52	517.420	12,075	355.855
<b>Total 2010</b>		<b>34.104</b>	<b>91.285</b>	<b>91.285</b>	<b>58.471</b>	<b>10.327.629</b>	<b>11,314</b>	<b>7.125.991</b>

Tabla 20. Retribución detallada por tecnologías en 2010

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2011	COGENERACIÓN	6.119	25.076	25.076	1.017	2.703.383	10,781	1.438.930
	SOLAR FV	4.247	7.411	5.851	57994	2.665.435	35,967	2.287.260
	SOLAR TE	999	1.774	1.774	23	518.926	29,247	426.901
	EÓLICA	21.065	41.853	41.853	1.216	3.657.273	8,738	1.710.775
	HIDRÁULICA	2.035	5.270	5.270	1.059	458.044	8,691	206.025
	BIOMASA	765	3.734	3.734	192	463.068	12,401	281.809
	RESIDUOS	599	2.967	2.967	35	242.710	8,179	92.943
	TRAT.RESIDUOS	653	4.413	4.413	51	587.161	13,306	364.437
<b>Total 2011</b>		<b>36.481</b>	<b>92.498</b>	<b>90.939</b>	<b>61.588</b>	<b>11.296.010</b>	<b>12,212</b>	<b>6.809.080</b>

Tabla 21. Retribución detallada por tecnologías en 2011

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2012	COGENERACIÓN	6.054	26.921	26.921	1011	3.260.504	12,111	1.967.692
	SOLAR FV	4.539	8.167	6.392	60171	2.877.628	35,234	2.487.750
	SOLAR TE	1.950	3.436	3.436	43	1.092.186	31,782	931.667
	EÓLICA	22.632	48.335	48.335	1302	4.097.413	8,477	2.053.312
	HIDRÁULICA	2.034	4.633	4.633	1059	398.300	8,596	186.739
	BIOMASA	839	4.197	4.197	201	548.016	13,056	353.127
	RESIDUOS	610	2.848	2.848	35	234.491	8,234	97.677
	TRAT.RESIDUOS	653	4.502	4.502	51	685.294	15,222	469.018
<b>Total 2012</b>		<b>39.311</b>	<b>103.041</b>	<b>101.266</b>	<b>63.874</b>	<b>13.193.840</b>	<b>12,804</b>	<b>8.546.982</b>

Tabla 22. Retribución detallada por tecnologías en 2012

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2013	COGENERACIÓN	6.072	25.409	25.030	1057	2.836.536	11,164	1.703.358
	SOLAR FV	4.667	8.307	8.215	61287	3.267.723	39,338	2.891.698
	SOLAR TE	2.300	4.397	4.297	51	1.310.607	29,808	1.108.164
	EÓLICA	23.002	54.630	47.817	1354	4.212.703	7,711	2.118.396
	HIDRÁULICA	2.101	7.065	5.300	1090	518.530	7,340	232.689
	BIOMASA	733	4.285	4.133	207	482.954	11,272	329.559
	RESIDUOS	726	3.091	2.895	39	271.903	8,796	101.626
	TRAT.RESIDUOS	629	4.446	4.444	52	585.434	13,168	385.156
<b>Total 2013</b>		<b>40.234</b>	<b>111.631</b>	<b>102.132</b>	<b>65.139</b>	<b>13.486.587</b>	<b>12,081</b>	<b>8.870.761</b>

Tabla 23. Retribución detallada por tecnologías en 2013

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2014	COGENERACIÓN	6.032	21.842	21.618	1.041	1.927.056	8,823	1.116.508
	SOLAR FV	4.655	8.212	8.146	61.130	2.763.621	33,655	2.442.108
	SOLAR TE	2.300	4.959	4.945	51	1.434.401	28,926	1.240.259
	EÓLICA	23.020	51.012	37.544	1.357	2.692.587	5,278	1.253.548
	HIDRÁULICA	2.098	7.130	3.016	1.087	315.336	4,423	78.618
	BIOMASA	739	3.513	3.429	206	382.570	10,889	256.334
	RESIDUOS	754	3.472	3.246	40	237.146	6,831	108.310
	TRAT.RESIDUOS	628	1.729	1.626	51	188.592	10,907	124.425
<b>Total 2014</b>		<b>40.226</b>	<b>101.869</b>	<b>83.572</b>	<b>64.963</b>	<b>9.941.310</b>	<b>9,765</b>	<b>6.620.111</b>

Tabla 24. Retribución detallada por tecnologías en 2014

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Energía Primada (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Retribución Regulada (miles €)
2015	COGENERACIÓN	6.101	23.269	22.997	1.066	2.329.154	10,010	1.148.480
	SOLAR FV	4.674	8.209	8.153	61.382	2.861.917	34,863	2.434.549
	SOLAR TE	2.300	5.085	5.085	51	1.539.519	30,277	1.274.806
	EÓLICA	23.020	48.017	34.703	1.357	3.395.615	7,072	1.253.570
	HIDRÁULICA	2.104	5.548	2.235	1.091	346.918	6,253	73.619
	BIOMASA	742	3.500	3.439	212	436.684	12,476	261.189
	RESIDUOS	754	3.555	3.301	40	285.188	8,022	104.806
	TRAT.RESIDUOS	628	1.511	1.507	51	191.601	12,683	114.950
<b>Total 2015</b>		<b>40.323</b>	<b>98.694</b>	<b>81.419</b>	<b>65.250</b>	<b>11.386.596</b>	<b>11,534</b>	<b>6.665.968</b>

Tabla 25. Retribución detallada por tecnologías en 2015

## BIBLIOGRAFÍA

- [www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf](http://www.boe.es/boe/dias/1997/11/28/pdfs/A35097-35126.pdf)
- [www.boe.es/boe/dias/2007/07/05/pdfs/A29047-29067.pdf](http://www.boe.es/boe/dias/2007/07/05/pdfs/A29047-29067.pdf)
- [www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-13645)
- [www.ree.es](http://www.ree.es)
- [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es)
- [www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)
- [www.omie.es](http://www.omie.es)
- [www.wikipedia.es](http://www.wikipedia.es)
- [www.endesadistribucion.es](http://www.endesadistribucion.es)
- [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [www.fenieenergia.es](http://www.fenieenergia.es)
- [www.indracompany.com](http://www.indracompany.com)
- [www.energiaysociedad.es](http://www.energiaysociedad.es)
- [www.eleconomista.es/energia/noticias](http://www.eleconomista.es/energia/noticias)
- [www.nergiza.com](http://www.nergiza.com)
- [www.elpais.com](http://www.elpais.com)
- La energía en España: Análisis y proyecciones
- Apuntes de Centrales, Subestaciones y Líneas. ICAI
- Artículo “Contra Corriente” de El Mundo, 7 de junio de 2015
- World Wind Energy Report 2011