



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

# **ESTUDIO CRÍTICO DEL COSTE Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA. APLICACIÓN A LA ECONOMÍA DE LAS REDES INTELIGENTES.**

Autor: Pilar Alfaro Cerezo  
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid  
Junio 2016



Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
*Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.*

*Aplicación a la economía de las redes inteligentes.*

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2016-2017 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.

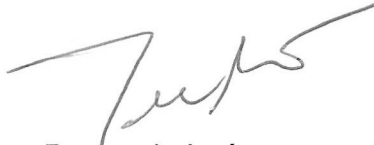
Fdo.: Pilar Alfaro Cerezo

Fecha: 11 / 07 / 2016



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Julio Montes Ponce de León

Fecha: 11 / 07 / 2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: Fernando de Cuadra

Fecha: ..... / ..... / .....



## 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. Pilar ALFARO CEREZO

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. Aplicación a la economía de las redes inteligentes

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 ...6..... de julio..... de ..2016..

ACEPTA



Fdo...Pilar Alfaro Cereto.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

# ESTUDIO CRÍTICO DEL COSTE Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA. APLICACIÓN A LA ECONOMÍA DE LAS REDES INTELIGENTES.

**Autor: Alfaro Cerezo, Pilar.**

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Entidad colaboradora: ICAI - Universidad Pontificia de Comillas.

## RESUMEN DEL PROYECTO

En 1996, como resultado de una serie de conversaciones entre el nuevo gobierno y las empresas eléctricas, se firma el “Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional” que desembocaría en la aprobación el 28 de noviembre de 1997 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Esta ley reforma profundamente el sector e inicia el proceso de liberalización del mismo:

- Separación entre actividades reguladas, transporte y distribución, y actividades que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia (generación y comercialización)
- Libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante los peajes de acceso
- Creación del Operador del Mercado y del Operador del Sistema
- Separación de la producción de energía eléctrica en dos regímenes:
  - Régimen ordinario formado por las energías nuclear, del carbón, fuel, gas y gran hidráulica.
  - Régimen especial, formado por la energía eléctrica procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, solar, eólica y cogeneración. Tienen derecho a recibir una subvención regulada y tienen garantizada la venta de la producción a una tarifa establecida o bien a precio de mercado más una prima adicional.

En 2004 se había introducido el primer sistema de primas al régimen especial a través del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con el objetivo de aumentar el porcentaje renovable en el mix de generación y así reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y la dependencia energética del exterior y cumplir los objetivos establecidos por Europa.

En el año 2007 el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo establece el marco económico que supone el despegue de las renovables en España (eólica y solar), cómo se ve en la siguiente gráfica.

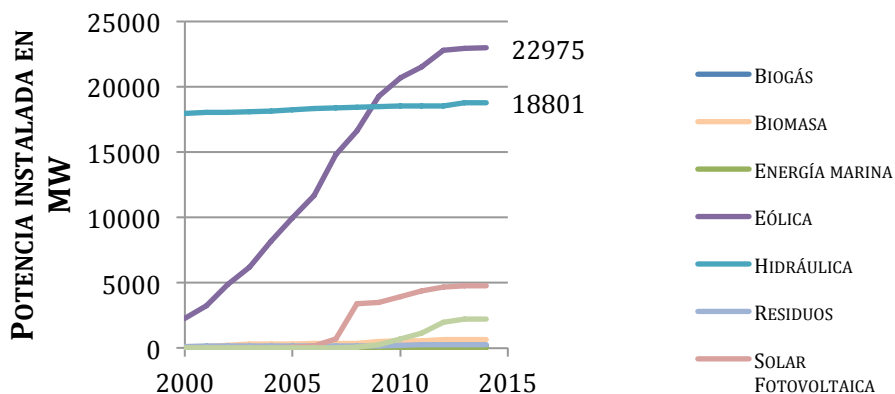


Figura 1 - Evolución de la potencia instalada de tecnologías renovables en España. Fuente: IDAE

Esto causó un notable aumento de los costes regulados del sistema en concepto de primas al régimen especial, incluidas en los peajes de acceso a la red.

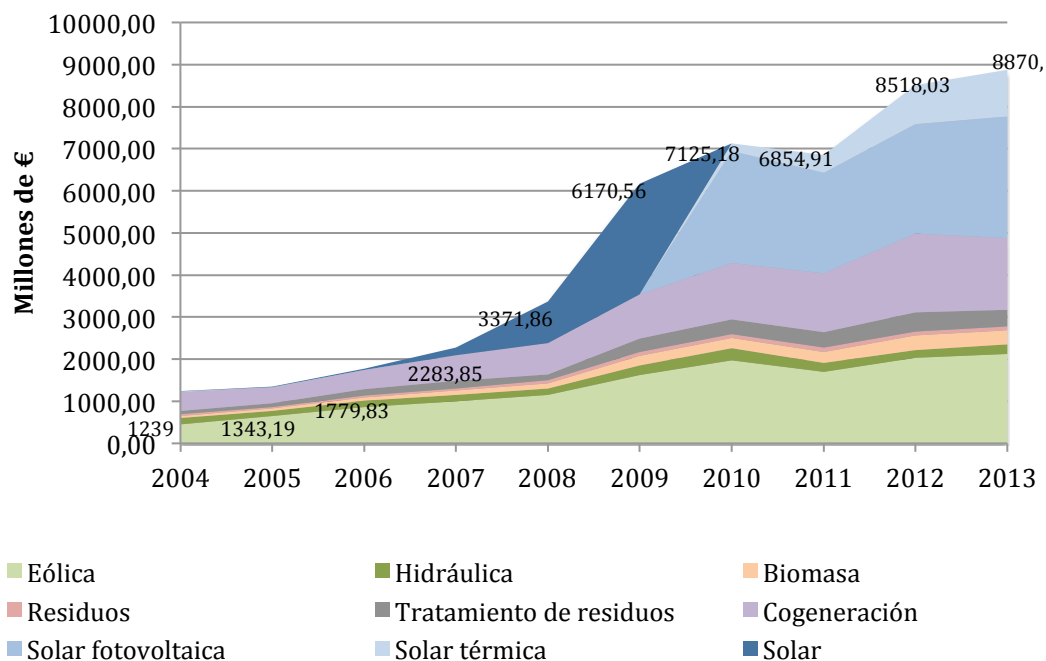
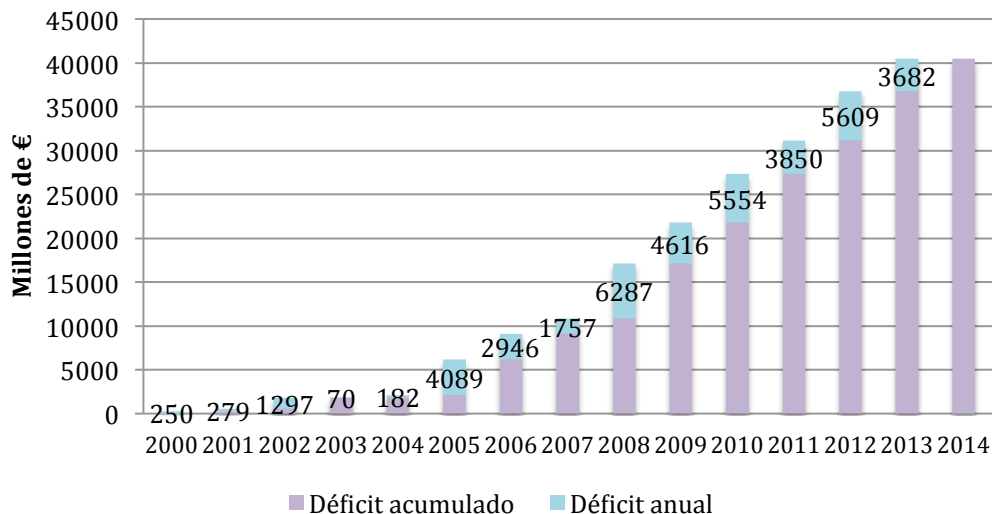


Figura 2 - Evolución de la prima equivalente recibida por los productores del régimen especial por tecnologías. datos: energía 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014. Foro de la industria nuclear española

Debido a lo atractivo de la inversión, la proliferación de este tipo de instalaciones superó con creces lo previsto por el Gobierno. Mientras el objetivo de potencia instalada de energía fotovoltaica del Plan de Energías Renovables 2005-2010 era de 500 MW, a finales de 2007 ya era de 940 MW, un 88% más del objetivo del PER a 2010, a costa de unos costes muy altos para el sistema.

Este acusado aumento de los costes del sistema hizo políticamente inviable repercutirlos a los consumidores a través de subidas anuales crecientes de los peajes de acceso, dando lugar al déficit tarifario del sector eléctrico. Además, a partir de 2008, la recesión económica afectó al consumo energético, disminuyendo la demanda en casi un 30% con respecto a lo esperado. Por otro lado, el aumento del porcentaje renovable en el mix de generación redujo la producción de los ciclos combinados, generando otro sistema de ayudas, los pagos por capacidad, de forma que al cierre de 2013 el déficit acumulado del sector eléctrico superó los 26.000 millones de euros.



**Figura 2 - Evolución del déficit de tarifa del sector eléctrico español. Fuente: CNMC.**

Este proyecto ha realizado un análisis de la composición del precio del kWh en el marco regulatorio previo a la reforma del sector eléctrico llevada a cabo a partir del 2012, para analizar la racionalidad de las nuevas medidas y su capacidad de reducir los costes del sistema garantizando la sostenibilidad económica del mismo. Como se puede observar en las siguientes gráficas, los principales costes del sistema son las primas al régimen especial, suponiendo en torno al 40 % de los mismos, seguidas de los costes de distribución y gestión comercial (24%), los costes asociados al déficit (11%), la retribución al transporte (7%) y la compensación insular y extrapeninsular. (8%).

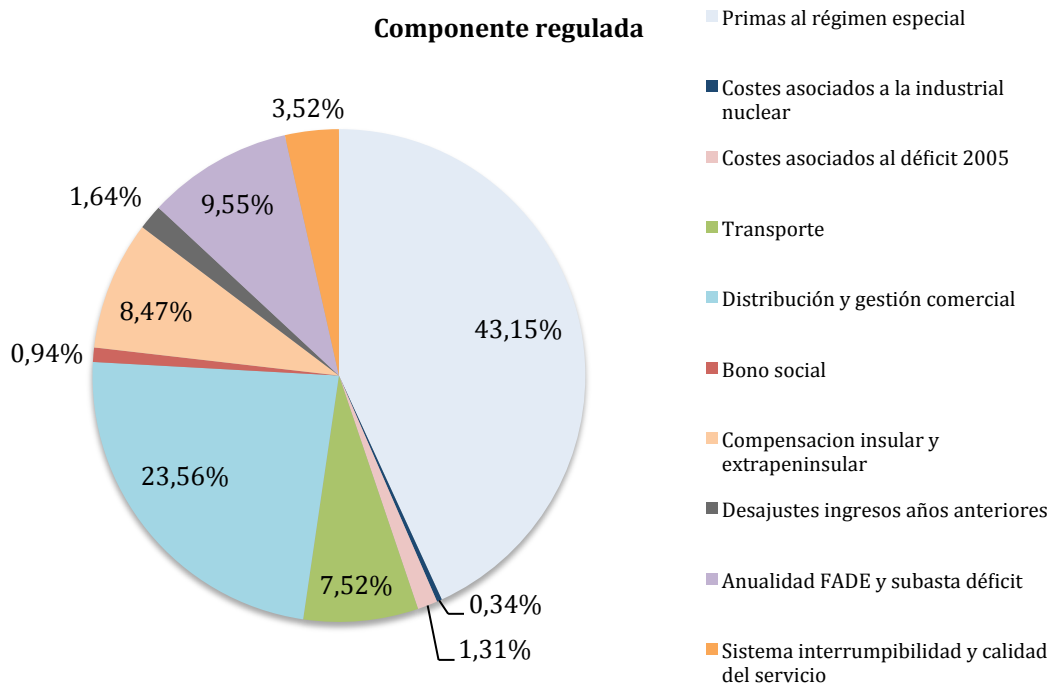


Figura 4 - Desglose de la componente regulada del precio del kWh medio en el año 2013. Datos REE y CNMC.

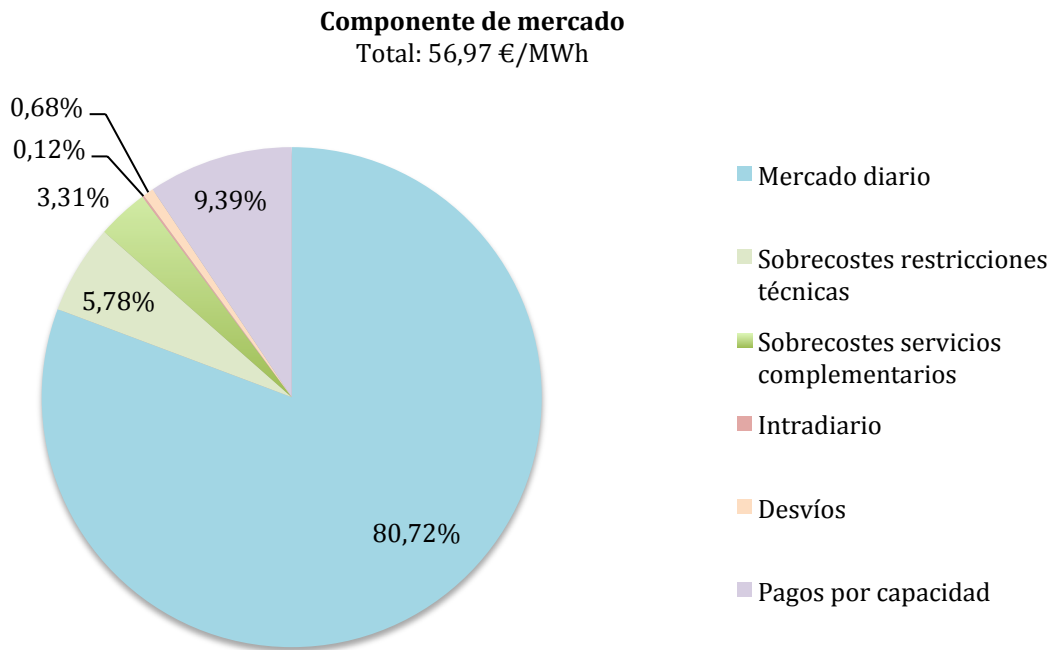


Figura 3 - Desglose de la componente de mercado del precio del kWh medio en el año 2013. Datos: REE y CNMC

En 2012 se suprimieron los incentivos para nuevas instalaciones del régimen especial, iniciando un proceso de reforma que culminó en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Ésta deroga casi en su totalidad la Ley 54/1997 y tiene como objetivo, entre otros, modificar el balance de costes e ingresos del sector eléctrico de forma que se evite nueva creación de déficit y se garantice la sostenibilidad económica del sistema. Una de las medidas más destacadas es la modificación del sistema de retribución de las instalaciones de generación a partir de energías renovables, cogeneración y residuos. Se introduce el llamado régimen retributivo específico - antes régimen especial – por el que se garantiza una rentabilidad razonable a las inversiones. Éstas nuevas disposiciones permitieron revertir la situación en 2014, primer año con superávit en el Sector desde hacía más de 10 años.

Sin embargo, aunque ya no se genere déficit de tarifa, es necesario abordar las particularidades y anomalías del sistema eléctrico español de especial interés para este proyecto: la estructura de la red eléctrica española, esencialmente radial y con altos desequilibrios entre Comunidades Autónomas en términos de generación y consumo y la estructura del mix de generación.

Así, en España, se ha dado prioridad a unas tecnologías no gestionables. Esto hace que sea necesaria una potencia equivalente gestionable para garantizar el suministro. Es decir, no sustituyen potencia ya que requieren la presencia de un ciclo combinado o una central hidráulica de bombeo que las respalde. Esto supone la infrutilización de estas centrales gestionables y gastos adicionales que acaban por repercutir en la factura final. Además, la electricidad debe viajar largas distancias desde las barras de central hasta el consumidor, con las consiguientes pérdidas y gastos de operación y de mantenimiento, encareciendo el precio final. En este contexto, las redes inteligentes o “smart grids” se presentan como una opción tecnológica y económicamente viable para resolver varios de los principales problemas que plantea el Sistema Eléctrico español y permitirían la correcta integración de la generación distribuida y renovable y mejorar la gestión de la demanda. Además la eficiencia energética de la sociedad mejoraría y aumentaría la participación del consumidor que podría conocer su gasto en tiempo real o participar como productor en el mercado eléctrico. En concreto, las microrredes inteligentes buscan aprovechar las tecnologías renovables no gestionables instaladas cerca de los puntos de consumo y utilizar como respaldo de las mismas sistemas gestionables, preferiblemente renovables, a pequeña escala, que permitan que las grandes centrales de ciclo combinado puedan ser utilizadas de forma rentable a nivel nacional.

De este modo, se podrá introducir también generación renovable como la energía geotérmica - de especial interés en las Islas Canarias donde hay un recurso geotérmico de alta temperatura - o la biomasa. En concreto, este proyecto propone el aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos orgánicos, una alternativa a los vertederos controlados con un gran potencial, poco desarrollada en España y que está siendo impulsada desde la Unión Europea y otros organismos internacionales.

De entre las tecnologías existentes que permiten el aprovechamiento energético de los residuos, la gasificación por plasma es de especial interés para la implantación de

microrredes inteligentes ya que permite obtener hidrógeno gas. Éste se utiliza como combustible en pilas de combustible para producir electricidad de forma limpia, con una elevada eficiencia y con un tiempo de respuesta suficientemente corto como para ser compatible con las fluctuaciones de las energías renovables no gestionables, como la eólica y fotovoltaica. Además, el hidrógeno puede ser producido en las horas de baja demanda o exceso de generación renovable y utilizado para producir electricidad durante los picos de demanda o en momentos de baja producción renovable. De este modo, se obtiene un recurso renovable, gestionable, limpio y eficiente, que puede ser instalado en forma de generación distribuida a pequeña escala junto a las instalaciones renovables no gestionables ya presentes, formando las llamadas microrredes inteligentes.

Una correcta implantación de las microrredes en los sistemas insulares y extrapeninsulares permitiría reducir el coste de generación en dichos sistemas con la consiguiente eliminación de la compensación insular y extrapeninsular. Así, éste sistema no sólo permite la solución de los problemas estructurales del sector eléctrico sino que, además, una parte de los componentes del precio del kWh eléctrico no tienen sentido en el contexto de las redes inteligentes, por lo que supondría una reducción del precio de la electricidad.

# CRITICAL ANALYSIS OF THE COST AND PRICE OF ELECTRICAL ENERGY IN SPAIN. APPLICATION TO SMART GRID ECONOMICS.

**Author: Alfaro Cerezo, Pilar.**

Director: Montes Ponce de León, Julio.

Collaborating entity: ICAI – Comillas Pontifical University

## ABSTRACT

In 1996, as a result of a number of negotiations between the new government and the electric utilities, the “Protocol for the establishment of a new National Electric System regulation” is signed. This leads to the publication on November 28th 1997 of Law 54/1997 of the Electric System. This law reforms deeply the industry and initiates the electricity market liberalisation:

- Separation of activities according to whether they are regulated activities (transportation and distribution) or they operate in a competitive market (generation and supply).
- Free access to transportation and distribution network through access charges.
- Creation of the Transmission System and the Market Operators.
- Division of electrical energy production in two different frameworks:
  - Ordinary regime: includes the electricity generated in nuclear, coal, fuel and gas thermal power plants and in hydroelectric plants larger than 10 MW
  - Special regime: includes the electricity from wind power, photovoltaic, hydropower from plants smaller than 10 MW, solar thermal, biomass, municipal solid waste treatment and cogeneration. These generation facilities are entitled to the sale of the electricity produced at a fixed tariff or at the market price plus a regulated subsidy.

In 2004, the first Special Regime subsidy system was established through Royal Decree 436/2004, of March 12th. Its objective was to increase the renewable share in the generation mix in order to reduce energy dependence on imports and to be able to reach European targets in terms of CO<sub>2</sub> emissions. In 2007, Royal Decree 661/2007, of May 25<sup>th</sup> establishes the economic framework that triggered the development of renewable energies in Spain, specially wind and solar power, as shows the following figure.

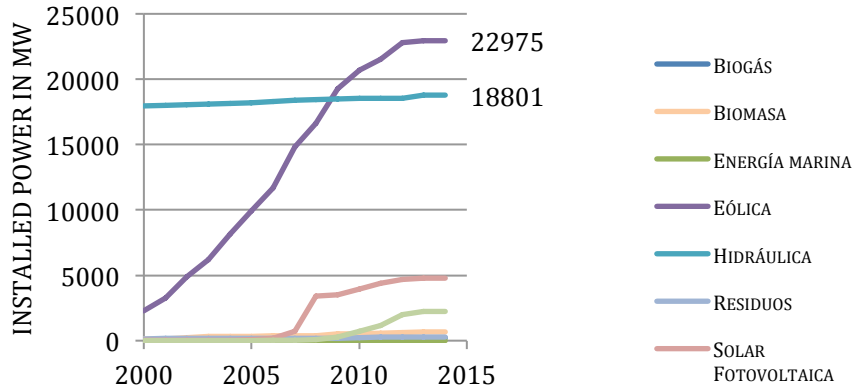


Figure 5 - Evolution of renewable energy installed power in Spain. Source: IDEA.

This led to a remarkable increase of the system's costs due to the Special Regime subsidies included in the network's access fees.

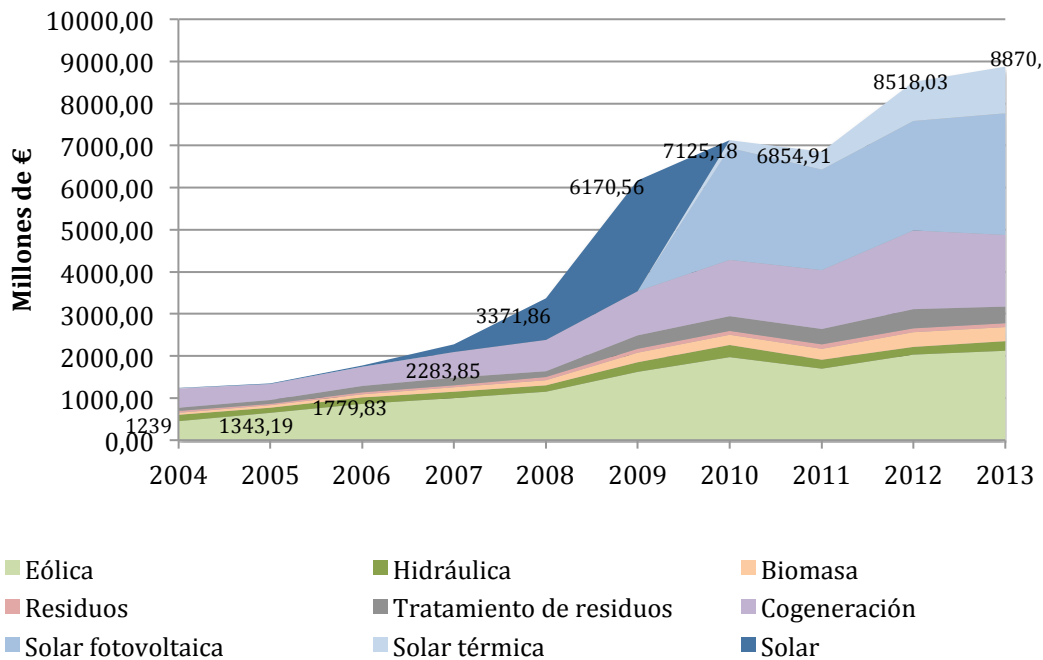


Figure 2 - Evolution of subsidies received by Special Regime producers by technology. Source: *ENERGÍA 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014*. Foro de la Industria Nuclear Española.

Due to the attractive investment opportunity, the installed power of Special Regime facilities far exceeded government's prediction. While the installed power target for photovoltaic energy in the Renewable Energy Plan 2005-2010 was of 500 MW, by the end of 2007 the power installed was already 940 MW, 88% higher than the target set for 2010, at the expense of very high system costs.

This accused cost increase made totally unfeasible charging the final consumer the actual electricity cost, which created the electricity tariff deficit. Moreover, from 2008 the economic slowdown affected electricity consumption, which decreased around 30% compared to what was expected. Also, the increase of the renewable share in the generation mix reduced combined cycle production, which led to the creation of another subsidy system: the capacity payments. At the end of 2013, the accumulated electricity tariff deficit exceeded 26.000 million euros.

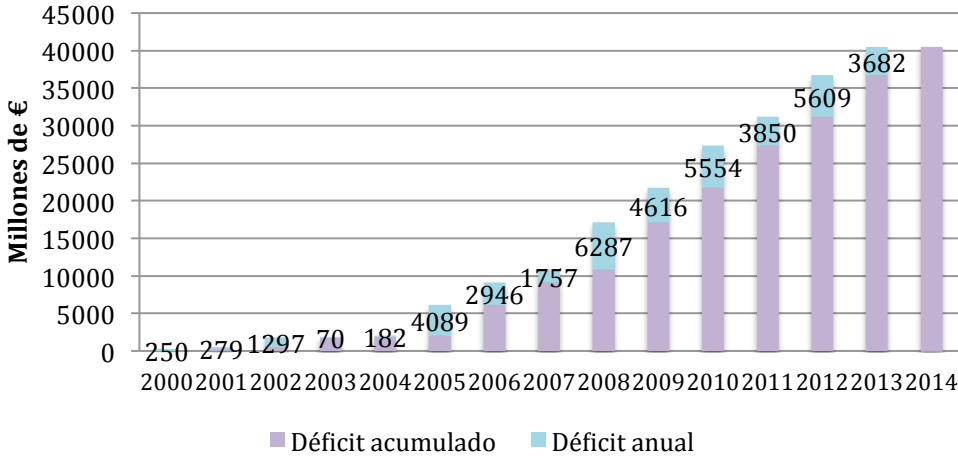


Figure 3 - Evolution of the electricity tariff deficit. Source: CNMC.

The aim of this study was to analyse the different components in the kWh price in 2013, before the regulation reform undertaken since 2012. Afterwards, we will analyse the logic behind them and their ability to reduce the system's cost to ensure its economic sustainability. As we can see in the following graphs, the main costs are the subsidies given to the Special Regime producers (around 40%), the distribution and transportations costs (31%), the costs associated to the tariff deficit (11%) and the insular and extrapeninsular compensations (8%)

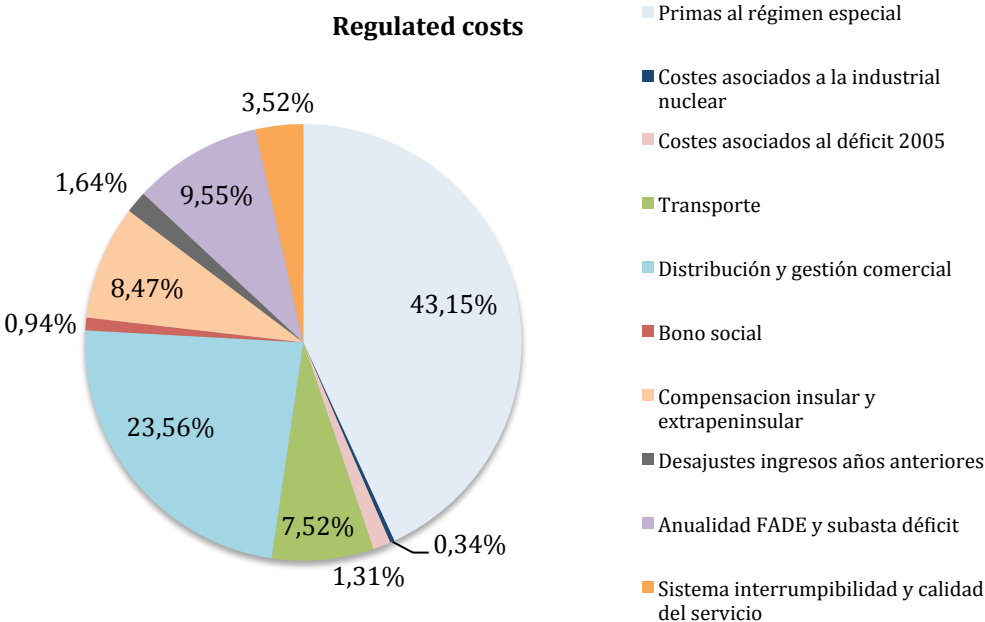
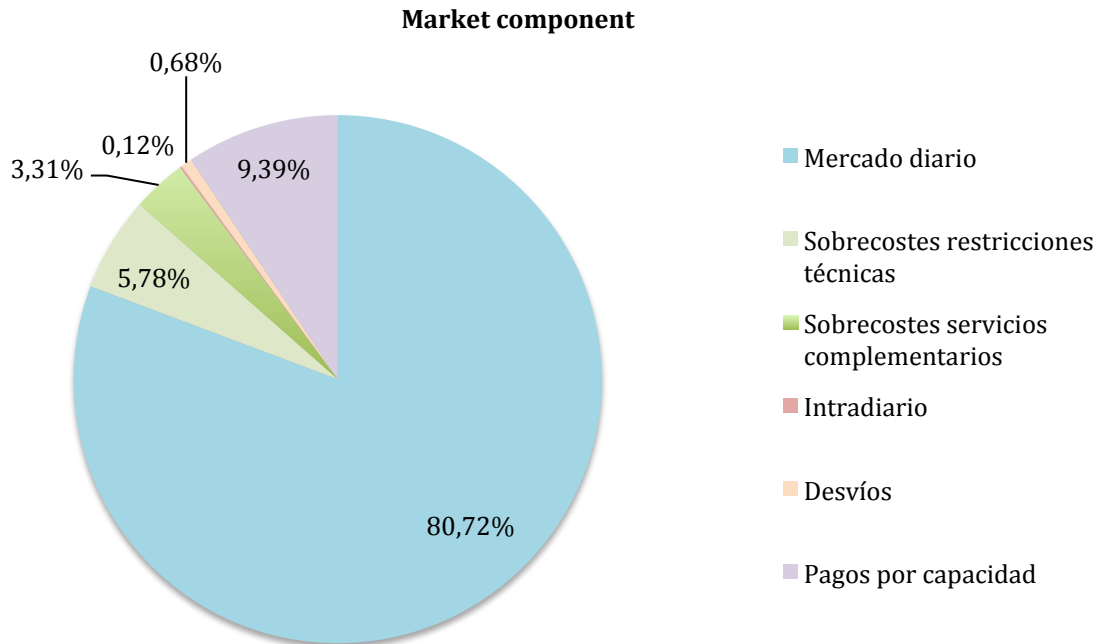


Figure 6 - Breakdown of the regulated component of the electricity costs in 2013. Source: REE y CNMC.



**Figure 5 - Breakdown of the market component of the electricity costs in 2013. Source: REE y CNMC**

In 2012, subsidies for new Special Regimen installations were revoked. This initiated a reforming process that peaked with the publication of Law 24/2013, of December 26th. This law aims to modify the distribution of income and costs of the Electric System in order to avoid creation of new deficit and guarantee economic sustainability. One of the main measures tackles the payment system for renewable, cogeneration and residues installations. It introduces a new payment method that guarantees a “reasonable” internal rate of return for the investments. These measures allowed the system to enjoy a surplus for the first time in 10 years in 2014.

However, even if tariff deficit is no longer growing, the Spanish electric system has some special features that need to be faced. The structure of the electrical network is essentially radial and shows high imbalances in terms of production and consumption of electrical energy among Autonomous Communities. This means electricity has to travel very long distances between the production and the consumption site, which reduces efficiency and increases operation and maintenance costs. Also, the Spanish generation mix has a very large participation of technologies that are hard to manage, i.e. solar and wind power. This means back-up, manageable power is needed to ensure security of supply. Generally, this role has been played by combined cycles, which are being underused. Their income is limited to the capacity payments they receive for backing-up the variable generation, which involves an extra charge in the final consumer’s bill.

In this context, Smart Grids are a technologically and economically viable option to solve many of these problems. They will also allow an efficient integration of variable technologies as distributed generation and they will improve demand forecasting. Moreover, energetic efficiency of society will improve and consumers will be able to know

their real-time consumption or to participate in the electric market as producers. In particular, Smart Microgrids use the non-manageable renewable technologies available near the consumption sites and a manageable small-scale renewable – if possible – technology to back them up. This allows big-scale combined cycles to be used in a profitable way nationwide.

This will also allow incorporating technologies like geothermal energy, of special interest in the Canary Island where high temperature geothermal resources are available, or biomass to the grid. In particular, this project suggests using energy deriving from waste treatment, which is being promoted from the European Union and other international associations.

Among the technologies available, plasma gasification is of special interest as it allows obtaining hydrogen gas, which can then be used in fuel cells to obtain electricity. Fuel cells are clean, flexible and quick - they are able to cope with the variability of technologies as solar or wind power. Also, hydrogen can be stored in excess energy generation periods and electricity can be produced from it in shortage periods. It can be installed as distributed generation in small scale as a back up for variable renewable technologies, forming Smart Microgrids.

The right implementation of this Smart Microgrids will not only solve the structural problems of the Spanish electric system, but will also reduce costs as many of them will no longer make sense in the context of Microgrids: i.e., if insular and extrapeninsular systems have proper, independent microgrids, the charge to compensate for their extra costs will be eliminated.



## ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>7</b>
1. ANTECEDENTES.....	7
2. MOTIVACIÓN.....	8
3. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	11
<b>CAPÍTULO 2: ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL</b> .....	<b>13</b>
1. GENERACIÓN.....	13
2. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN.....	15
3. CONSUMO.....	16
<b>CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DEL PRECIO Y DEL COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA A PARTIR DE LA LEY DE 1997</b> .....	<b>19</b>
1. COMPONENTE DE MERCADO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD.....	19
<b>Mercados a plazo</b> .....	19
El mercado organizado de derivados del MIBEL (OMIP).....	20
El mercado “Over The Counter” (OTC).....	20
Subastas para el Suministro de Último Recurso (CESUR).....	20
<b>Mercado diario</b> .....	22
<b>Mercado de corto plazo o de ajustes</b> .....	25
Mercado de restricciones técnicas.....	25
Mercado de servicios complementarios.....	25
Mercado intradiario.....	26
Gestión de desvíos y restricciones técnicas.....	26
<b>Pagos por capacidad</b> .....	27
<b>Pérdidas</b> .....	28
2. COMPONENTE REGULADA DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	29
<b>Peajes de acceso</b> .....	29
Costes de transporte, distribución y gestión comercial.....	31
<b>Costes de transporte</b> .....	31
<b>Costes de distribución y gestión comercial</b> .....	32
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	33
<b>Servicio de interrumpibilidad</b> .....	33
<b>Primas al régimen especial</b> .....	34
<b>Costes asociados a la industria nuclear</b> .....	37
<b>Moratoria nuclear</b> .....	37
<b>Stock básico del uranio</b> .....	39
<b>Segunda parte del ciclo del combustible nuclear</b> .....	39
Costes permanentes.....	39
<b>Compensación insular y extrapeninsular</b> .....	39
<b>Costes del Operador del Sistema</b> .....	40
<b>Costes del Operador del Mercado</b> .....	41
<b>Costes de la Comisión Nacional de Energía</b> .....	41
<b>Costes de transición a la competencia</b> .....	41
Costes asociados al déficit de tarifa.....	42
<b>Otros costes regulados</b> .....	47
Ayudas a la minería del carbón.....	47
Financiación del bono social.....	49
3. OTROS PAGOS EN LA FACTURA ELÉCTRICA.....	51
<b>Margen comercial</b> .....	51
<b>Alquiler de equipos de medida</b> .....	51
<b>Impuestos de la factura eléctrica</b> .....	53
Impuesto especial sobre la electricidad.....	53
IVA.....	53
4. LIQUIDACIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO EN 2013.....	53
5. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	54

<b>CAPÍTULO 4: LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO .....</b>	<b>61</b>
1. SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	62
2. PRECIO VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC) .....	62
3. AUTOCONSUMO.....	63
4. REFORMA FISCAL.....	64
5. REDUCCIÓN DE LOS COSTES DEL SISTEMAS A TRAVÉS DE MEDIDAS REGULATORIAS .....	64
<i>Nuevo régimen retributivo de las redes de transporte y distribución .....</i>	<i>64</i>
<i>Reducción de la retribución de otras actividades reguladas del sistema .....</i>	<i>65</i>
Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE).....	65
Pagos por capacidad e hibernación .....	66
Interrumpibilidad.....	66
<i>Nuevo régimen retributivo para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos .....</i>	<i>67</i>
6. CONCLUSIONES .....	73
<b>CAPÍTULO 5: REDES INTELIGENTES.....</b>	<b>75</b>
1. INTRODUCCIÓN .....	75
2. DEFINICIÓN .....	82
3. PROPUESTA DE SOLUCIÓN .....	83
4. EFECTO EN EL PRECIO DEL kWh .....	87
5. EJEMPLOS DE MICRORREDES .....	90
<i>Microrred de Hachinohe, Japón.....</i>	<i>90</i>
<i>Microrred de Eigg, Escocia.....</i>	<i>91</i>
<i>Microrred en Mad River Park, Vermont, EEUU .....</i>	<i>92</i>
6. EJEMPLOS DE INSTALACIONES DE TRATAMIENTO DE RESIDUOS POR GASIFICACIÓN POR PLASMA .....	92
<b>CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>93</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Estructura de generación del día 13 de enero de 2016 a las 13:50h. ....	13
Figura 2 - Evolución histórica de la potencia instalada en España de tecnologías renovables.....	14
Figura 3 - Detalle figura 2.....	14
Figura 4 - Generación e intercambios en GWh por Comunidades Autónomas.....	15
Figura 5 - Demanda de electricidad en barras de central en 2014 en GWh.....	17
Figura 6 - Variación horaria de la demanda eléctrica del día 20 de enero de 2016. ....	17
Figura 7 - Funcionamiento de la Subasta CESUR.....	21
Figura 8 - Resultados de la XXIV subasta CESUR del 24 de septiembre de 2013 .....	21
Figura 9 - Comparativa entre precios del mercado diario y precios CESUR, 2013. ....	22
Figura 10 - Curva agregada de oferta para la hora 1 del día 24/01/2016. ....	23
Figura 11 - Curva agregada de demanda para la hora 1 del día 24/01/2016. ....	24
Figura 12 - Curvas agregadas de oferta y demanda para la hora 1 del día 24/01/2016. ....	24
Figura 13 - Precio medio horario del mercado diario del 19/01/2016. ....	25
Figura 14 - Secuencia de mercados en el Mercado Ibérico de Electricidad. ....	27
Figura 15 - Evolución de la retribución del incentivo a la inversión y del servicio de disponibilidad. ....	28
Figura 16 - Detalle de las tarifas de baja tensión.....	29
Figura 17 - Periodos de consumo .....	30
Figura 18 - Evolución de los términos de potencia y energía de la tarifa 2.0a. ....	30
Figura 19 - Evolución de la retribución al transporte en millones de euros. ....	32
Figura 20 - Evolución de la retribución a la distribución en millones de euros. ....	33
Figura 21 - Evolución de los costes del servicio de interrumpibilidad en millones de €. ....	33
Figura 22 - Resumen PER y potencia instalada en 2010. ....	35
Figura 23 - Evolución de la prima equivalente recibida por los productores del régimen especial por tecnologías. ....	36
Figura 24 - Reparto de las primas al régimen especial por tecnologías entre 2004 y 2013. ....	36
Figura 25 - Cobertura de la demanda eléctrica por fuentes en la península en 2013. ....	37
Figura 26 - Evolución del importe pendiente de compensación en concepto de la moratoria nuclear. ....	38
Figura 27 - Los sistemas eléctricos no peninsulares.....	40
Figura 28 - Evolución de los costes de transición a la competencia hasta su desaparición. ....	42
Figura 29 - Evolución del déficit de tarifa del sector eléctrico español. Importes íntegros sin amortización. ....	43
Figura 30 - Evolución de la potencia instalada de las principales tecnologías de generación. ....	45
Figura 31 - Flujos de pago del sistema eléctrico. ....	46
Figura 32 - Evolución del porcentaje de demanda anual cubierta por centrales térmicas de carbón. ....	47
Figura 33 - Financiación bono social. ....	49-50
Figura 34 - Financiación del bono social. ....	49
Figura 35 - Proceso de sustitución de los contadores tradicionales por contadores inteligentes.....	52
Figura 36 - Precio anual medio del mercado diario y la componente de mercado del precio final. ....	55
Figura 37 - Desglose del precio de mercado medio anual en 2013. ....	55
Figura 38 - Liquidación provisional 14/2013 del sector eléctrico. ....	56
Figura 39 - Desglose costes del sistema. Liquidación 2013. ....	57
Figura 40 - Comparación entre precio de referencia de los principales mercados europeos.....	57-58
Figura 41 - Evolución de las componentes del precio del kwh. ....	58
Figura 42 - Límites para el ajuste por desviaciones en el precio del mercado. ....	68
Figura 43 - Límites para el ajuste por desviaciones en el precio del mercado. ....	69
Figura 44 - Coeficientes de apuntamiento tecnológico. ....	69
Figura 45 - Flujo de caja estimado de una instalación eólica tipo IT-00654 entre 2013 y 2024 en base al sistema de primas anterior al RD 9/2013. ....	71
Figura 46 - Flujo de caja estimado de una instalación eólica tipo IT-00654 entre 2013 y 2024 en base al nuevo sistema retributivo del régimen específico. ....	71
Figura 47 - Flujo de caja estimado de una instalación fotovoltaica tipo IT-00065 entre 2013 y 2024 en base al sistema de primas anterior al RD 9/2013 .....	72

Figura 48 - Flujo de caja estimado de una instalación fotovoltaica tipo IT-00065 entre 2013 y 2024 en base al nuevo sistema retributivo del régimen específico. ....	72
Figura 49 – Evolución del precio de la electricidad en España para un consumidor doméstico medio.....	75
Figura 50 – Evolución de la potencia instalada por tecnología en MW. ....	75
Figura 51 – Potencia instalada en España por tecnologías a 2015.....	76
Figura 52 – Evolución de la máxima demanda de potencia en el sistema peninsular. ....	76
Figura 53 – Evolución de la capacidad instalada de ciclos combinados. ....	77
Figura 54 – Evolución de las horas de funcionamiento medio anual de los ciclos combinados. ....	77
Figura 55 – Ahorro de energía primaria al usar cogeneración. ....	78
Figura 56 - Consumo de gas natural en España.....	78
Figura 57 – Evolución de la energía eléctrica vendida en el régimen retributivo específico (especial antes de 2014) procedente de cogeneración.....	79
Figura 58 - Diferentes tecnologías de explotación de recursos geotérmicos.....	80
Figura 59 – Estructura típica de una planta incineradora de residuos sólidos urbanos. ....	84
Figura 60 – Incineradora de residuos Spittelau, en Viena. ....	85
Figura 61 - Proceso de gasificación por plasma. ....	85
Figura 62 – Funcionamiento de una pila de combustible. ....	86
Figura 63 – Desglose de las componentes de mercado y reguladas del precio del kWh y su peso medio anual en 2013. ....	87-88
Figura 64 – Componentes del precio del kWh y su variación en un sistema basado en microrredes inteligentes. ....	90
Figura 65 – Configuración de la microrred de Hachinohe. ....	91
Figura 66 - Microrred de Mad River Park. ....	92

## **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN**

### **1. ANTECEDENTES**

Uno de los principios básicos establecidos en el Plan Energético Nacional 1983-1992 en los que debía apoyarse el Sector Eléctrico Español era un sistema de percepción de ingresos que garantizase la estabilidad financiera tanto para el conjunto del sector como para cada una de las empresas que lo conformaban. Con relación a este último punto se publica el Real Decreto 1538/1987, por el que se determina la tarifa eléctrica de las empresas gestoras del servicio con el objetivo de “proporcionar un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica”.

Este Real Decreto junto con sus normas de desarrollo constituyó un cuerpo regulatorio: el Marco Legal Estable (MLE), que reguló el sector eléctrico entre 1988 y 1997 y en especial el sistema de ingresos de las empresas eléctricas.

En 1994 se aprueba la Ley 40/1994, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) con la intención de que sustituyera al Marco Legal Estable para adecuar la legislación del sector a las directrices de la Unión Europea y sentar las bases del proceso liberador posterior. Sin embargo, la ambigüedad del mismo y la complejidad del modelo propuesto permitieron la pervivencia del Marco Legal Estable.

En 1996, como resultado de una serie de conversaciones entre el nuevo gobierno y las empresas eléctricas, se firma el “Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional” que desembocaría en la aprobación el 28 de noviembre de 1997 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, introduciendo en la misma las normas del Parlamento Europeo y del Consejo de la Directiva 96/92/CE. Esta ley reforma profundamente el sector e inicia el proceso de liberalización del mismo:

- Separación entre actividades reguladas, transporte y distribución, y actividades que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia (generación y comercialización)
- Libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante los peajes de acceso
- Creación del Operador del Mercado, encomendado a OMEL y encargado de la operación económica del Sistema mediante la gestión del mercado de ofertas de compra y de venta de energía eléctrica y la liquidación final resultante.
- Creación del Operador del Sistema, encomendado a REE y encargado de garantizar el funcionamiento del sistema desde el punto de vista técnico, para asegurar la continuidad, calidad, seguridad y coordinación de las operaciones de generación y transporte de energía eléctrica.
- Separación de la producción de energía eléctrica en dos regímenes:

- Régimen ordinario formado por las energías nuclear, del carbón, fuel, gas y gran hidráulica.
- Régimen especial, formado por la energía eléctrica procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, solar, eólica y cogeneración. Tienen derecho a recibir una subvención regulada y tienen garantizada la venta de la producción a una tarifa establecida o bien a precio de mercado más una prima adicional.

A partir del 1 de enero de 2003, los consumidores pueden elegir continuar con el suministro a tarifa regulada ofrecido por su correspondiente distribuidora o contratar el suministro con una empresa comercializadora a precio libre. La liberalización del sector culminó el 1 de julio de 2009, fecha en la que deja de ser posible contratar el suministro con las empresas distribuidoras y los propios consumidores eligen libremente el precio de la electricidad entre los ofrecidos por las diferentes comercializadoras. Para suavizar el efecto del proceso de liberación sobre el consumidor final se crea la Tarifa de Último Recurso (TUR), una tarifa fijada por el gobierno que supone una alternativa al precio de las comercializadoras para los consumidores de baja tensión (< 1 kV) con una potencia contratada menor o igual a 10 kW. Además, se crea el Bono Social para cubrir la diferencia entre la TUR y la tarifa vigente a la entrada en funcionamiento de la misma (julio de 2009) con el fin de proteger a los consumidores más vulnerables.

## 2. MOTIVACIÓN

Entre 2003 y 2008 el sector creció significativamente. Siguiendo la tendencia global creciente de la demanda, la generación aumentó de forma muy acusada principalmente en forma de centrales de ciclo combinado y energías renovables. En 2004 se había introducido el primer sistema de primas al régimen especial a través del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, con el objetivo de aumentar el porcentaje renovable en el mix de generación y así reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y la dependencia energética del exterior y cumplir los objetivos establecidos por Europa.

En el año 2007 el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo establece el marco económico que supone el despegue de las renovables en España que permitió situar a España como uno de los principales generadores renovables (eólica y solar) a la vez que causó un notable aumento de los costes regulados del sistema en concepto de primas al régimen especial, incluidas en los peajes de acceso a la red. El Gobierno delega en las Autonomías la competencia en materia de autorizaciones de nueva potencia instalada, perdiéndose el control de la cantidad y la calidad de la misma y, debido a lo atractivo de la inversión, la proliferación de este tipo de instalaciones ha superado con creces lo previsto por el Gobierno. Así, por ejemplo, mientras el objetivo de potencia instalada de energía fotovoltaica del Plan de Energías Renovables 2005-2010 era de 500 MW, a finales de 2007 ya era de 940 MW, un 88% más del objetivo del PER a 2010, a costa de unos costes muy altos para el sistema y sin el control necesario de las primas correspondientes.

Este acusado aumento de los costes del sistema hizo políticamente inviable repercutirlos a los consumidores a través de subidas anuales crecientes de los peajes de acceso. Así, lo recaudado con estos no era suficiente para cubrir los costes regulados reales del sistema, dando lugar al déficit tarifario del sector eléctrico. Además, a partir

de 2008, la recesión económica afectó al consumo energético, disminuyendo la demanda en casi un 30% con respecto a lo esperado. Por otro lado, el aumento del porcentaje renovable en el mix de generación redujo la producción de los ciclos combinados, generando otro sistema de ayudas que se explicará más adelante: los pagos por capacidad. Todo esto hizo aún más difícil trasladar los sobrecostes del sector al consumidor de forma que, al cierre de 2013, el déficit acumulado del sector eléctrico superó los 26000 millones de euros.

Desde 2009, el gobierno había aprobado una serie de Reales Decretos-Leyes y otras medidas que permitieran la disminución de los costes regulados y la adaptación progresiva de los consumidores a los nuevos precios. En 2012 se suprimieron los incentivos para nuevas instalaciones del régimen especial, iniciando un proceso de reforma que culminó en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Ésta deroga casi en su totalidad la Ley 54/1997 y tiene como objetivo, entre otros, modificar a través de medidas regulatorias el balance de costes e ingresos del sector eléctrico de forma que se evite nueva creación de déficit y se garantice la sostenibilidad económica del sistema. Una de las medidas más destacadas es la modificación del sistema de retribución de las instalaciones de generación a partir de energías renovables, cogeneración y residuos. Se introduce el llamado régimen retributivo específico - antes régimen especial - por el que se garantiza una rentabilidad *razonable* a las inversiones, a través de un complejo sistema de cálculo que se detallará en el Capítulo 4. Éstas nuevas disposiciones permitieron revertir la situación en 2014, primer año con superávit en el Sector desde hacía más de 10 años.

Sin embargo, aunque ya no se genere déficit de tarifa, es necesario abordar las particularidades y anomalías del sistema eléctrico español que contribuyen a los elevados precios y a la inestabilidad del sector, como son la inseguridad jurídica que perjudica la inversión en España, la presión por alcanzar los objetivos comunitarios, el pago del déficit acumulado y finalmente y de especial interés para este proyecto, la estructuración del mix de generación.

Así, en España se da prioridad a unas tecnologías impredecibles, aleatorias y dependientes de las condiciones atmosféricas. Esto hace que sea necesaria una potencia equivalente gestionable para garantizar el suministro en caso de que renovables como la eólica o la fotovoltaica no sean capaces de suministrar. Es decir, no sustituyen potencia ya que requieren la presencia de un ciclo combinado o una central hidráulica de bombeo que las respalde. Esto supone la infrautilización de estas centrales gestionables y gastos adicionales que acaban por repercutir en la factura final. Además, como se verá en el Capítulo 2, las Autonomías españolas presentan grandes desequilibrios entre la generación y la demanda de energía eléctrica, por lo que la electricidad debe viajar largas distancias desde las barras de central hasta el consumidor, con las consiguientes pérdidas y gastos de operación y de mantenimiento, encareciendo el precio que paga el consumidor final.

En este contexto, las redes inteligentes o “smart grids” se presentan como una opción tecnológica y económicamente viable para resolver varios de los principales problemas que plantea el Sistema Eléctrico español. Son más flexibles y robustas que las tradicionales y permitirían la correcta integración de la generación distribuida y renovable y mejorar la gestión de la demanda. Además la eficiencia energética de la

sociedad mejoraría y aumentaría la participación del consumidor que podría conocer su gasto en tiempo real o participar como productor en el mercado eléctrico.

En concreto, las microrredes inteligentes, un caso particular de las Smart Grids, buscan aprovechar las tecnologías renovables no gestionables instaladas cerca de los puntos de consumo y utilizar como respaldo de las mismas sistemas gestionables, preferiblemente renovables, a pequeña escala, que permitan que las grandes centrales de ciclo combinado puedan ser utilizadas de forma rentable a nivel nacional.

De esta forma se lograría la implantación racional y efectiva de las energías renovables, además de un aprovechamiento total de las tecnologías disponibles en el entorno de los núcleos urbanos y no sólo de aquellas que tradicionalmente han tenido prioridad en la instalación, cómo han sido la eólica y la fotovoltaica. De este modo, se podrán introducir también generación renovable cómo la energía geotérmica - de especial interés en las Islas Canarias donde hay un recurso geotérmico de alta temperatura - o la biomasa. En concreto, este proyecto propone el aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos orgánicos, una alternativa a los vertederos controlados con un gran potencial, poco desarrollada en España y que está siendo impulsada desde la Unión Europea y otros organismos internacionales.

De entre las tecnologías existentes que permiten el aprovechamiento energético de los residuos, la gasificación por plasma es de especial interés para la implantación de microrredes inteligentes ya que permite obtener hidrógeno gas. Éste se utiliza como combustible en pilas de combustible para producir electricidad de forma limpia, con una elevada eficiencia y con un tiempo de respuesta suficientemente corto como para ser compatible con las fluctuaciones de las energías renovables no gestionables, como la eólica y fotovoltaica. Además, el hidrógeno puede ser producido en las horas de baja demanda o exceso de generación renovable y utilizado para producir electricidad durante los picos de demanda o en momentos de baja producción renovable. De este modo, se obtiene un recurso renovable, gestionable, limpio y eficiente, que puede ser instalado en forma de generación distribuida a pequeña escala junto a las instalaciones renovables no gestionables ya presentes, formando las llamadas microrredes inteligentes.

Éste sistema no sólo permite la solución de los problemas estructurales del sector eléctrico sino que, como se verá más adelante, una parte de los componentes del precio del kWh eléctrico no tienen sentido en el contexto de las redes inteligentes, por lo que se obtiene una reducción del precio de la energía eléctrica que permitirá aliviar a las economías familiares y aumentar la competitividad de la industria.

### 3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Este proyecto pretende analizar la situación actual del Sector Eléctrico Español, revisando las principales disposiciones que lo regulan y los elementos que conforman el precio final de la electricidad para así poder determinar su racionalidad.

- Se revisará la estructura del Sector Eléctrico Español y su funcionamiento
- Se estudiarán las diferentes componentes (de mercado y regulada) que configuran el precio del kWh eléctrico de acuerdo con la Ley del Sector de 1997
- En base a este análisis se determinarán los principales problemas que llevaron al sector a la situación insostenible de 2013: un acusado aumento del precio de la electricidad y una deuda tarifaria de más de 26.000 millones de euros.
- Se analizará la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que trató de poner fin a esta situación, para determinar qué problemas ha resuelto y cómo lo ha hecho.
- En base a todo ello, finalmente, se propone como solución estructural para el Sector la implantación de microrredes inteligentes de transporte y distribución.



## CAPÍTULO 2: ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

### 1. GENERACIÓN

El sistema eléctrico español tiene una generación diversificada. Desde la publicación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, es una actividad liberalizada y su retribución se divide en dos regímenes: el régimen ordinario y el régimen especial.

El régimen ordinario está formado por las energías nuclear, del carbón, fuel, gas y la generación hidroeléctrica de más de 50MW. Son todas aquellas tecnologías que compiten en el mercado eléctrico para entrar en la curva de generación, cuyo funcionamiento se explicará más adelante. El régimen especial, por su parte, está formado por la energía eléctrica procedente de las principales fuentes de energía renovables (tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica con potencia menor de 50MW, solar y eólica) y la cogeneración. Tienen derecho a recibir una subvención regulada y tienen garantizada la venta de la producción a una tarifa establecida o bien a precio de mercado más una prima adicional. Los costes derivados de ambas se explicarán en el Capítulo 3.

La generación en el sistema eléctrico español cuenta con unas características específicas que determinan la forma en la que el sistema debe ser operado y controlado. Por un lado, destaca la gran participación de energías renovables no gestionables en el mix de generación. La estructura de generación del día 13 de enero de 2016 a las 13:50h fue:

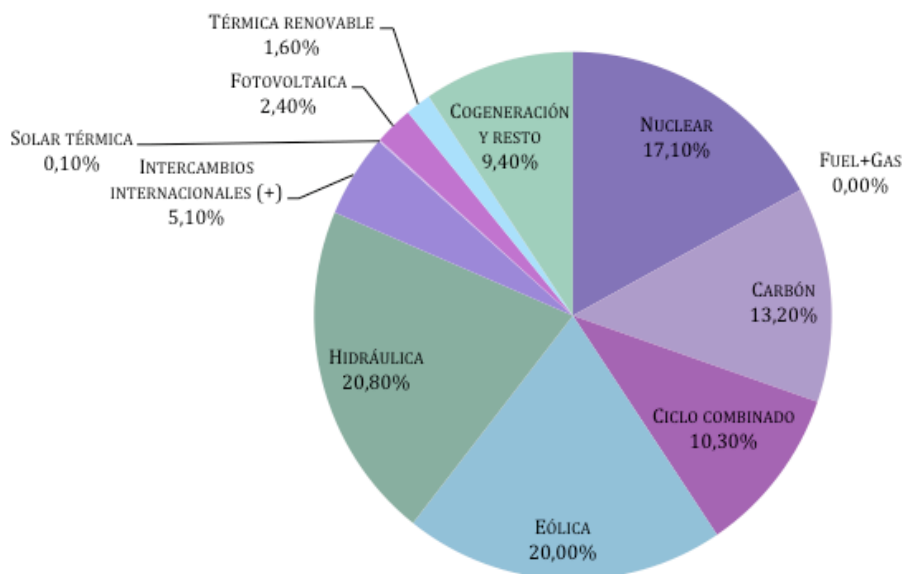


FIGURA 1 - ESTRUCTURA DE GENERACIÓN DEL DÍA 13 DE ENERO DE 2016 A LAS 13:50H. DATOS: RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA

Así, la suma de las tecnologías renovables, es decir, eólica, cogeneración, térmica renovable, fotovoltaica y solar térmica (sin contar la hidráulica pues la mayor parte de

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

ella se sitúa dentro del régimen de retribución ordinario), alcanza el 33% del mix de generación. Dentro de ese 33%, sólo la eólica supone un 20%. Esto se debe a las primas al régimen especial establecidas en la Ley de 1997 y desarrolladas en disposiciones posteriores que supusieron el despegue de las renovables en España. Su objetivo principal era el de favorecer la incorporación de dichas tecnologías al sistema eléctrico y acelerar su desarrollo a gran escala.

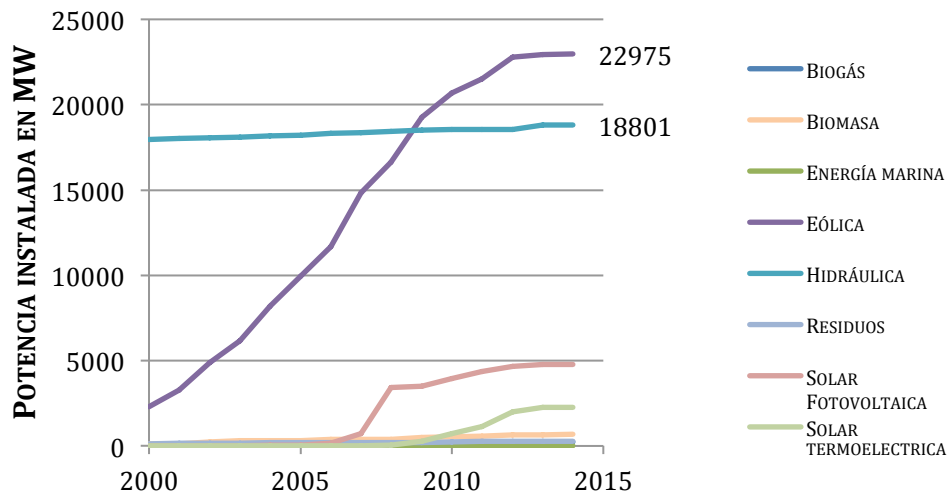


FIGURA 2 - DATOS: IDAE . EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA DE TECNOLOGÍAS RENOVABLES

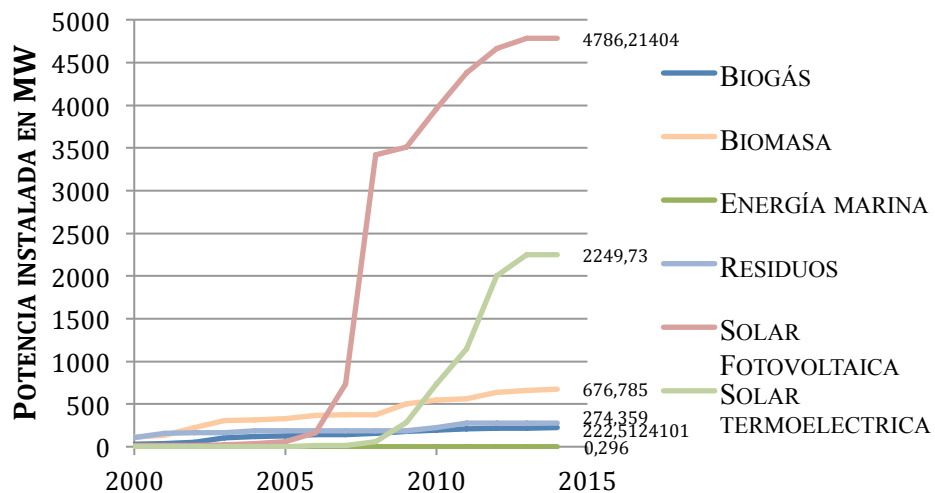


FIGURA 3 - DATOS: IDAE - DETALLE FIGURA 2

Como se puede observar en las gráficas, el crecimiento de las energías eólica y solar fotovoltaica fue mucho más acusado que el de otras renovables, especialmente a partir de la publicación del Real Decreto 661/2007. Estas tecnologías son no gestionables pues dependen de las condiciones atmosféricas y por tanto requieren un

soporte de potencia firme, cómo son el régimen ordinario y la cogeneración, para poder integrarse en el sistema eléctrico.

Otra característica de la generación eléctrica en España es que sigue un esquema esencialmente centralizado, es decir, se basa en grandes centrales eléctricas, alejadas de los puntos de consumo. Las energías renovables se han instalado de forma más distribuida pero no uniformemente. Los datos de generación por comunidad autónoma y los flujos de potencia entre comunidades en GWh se muestran en la siguiente figura:

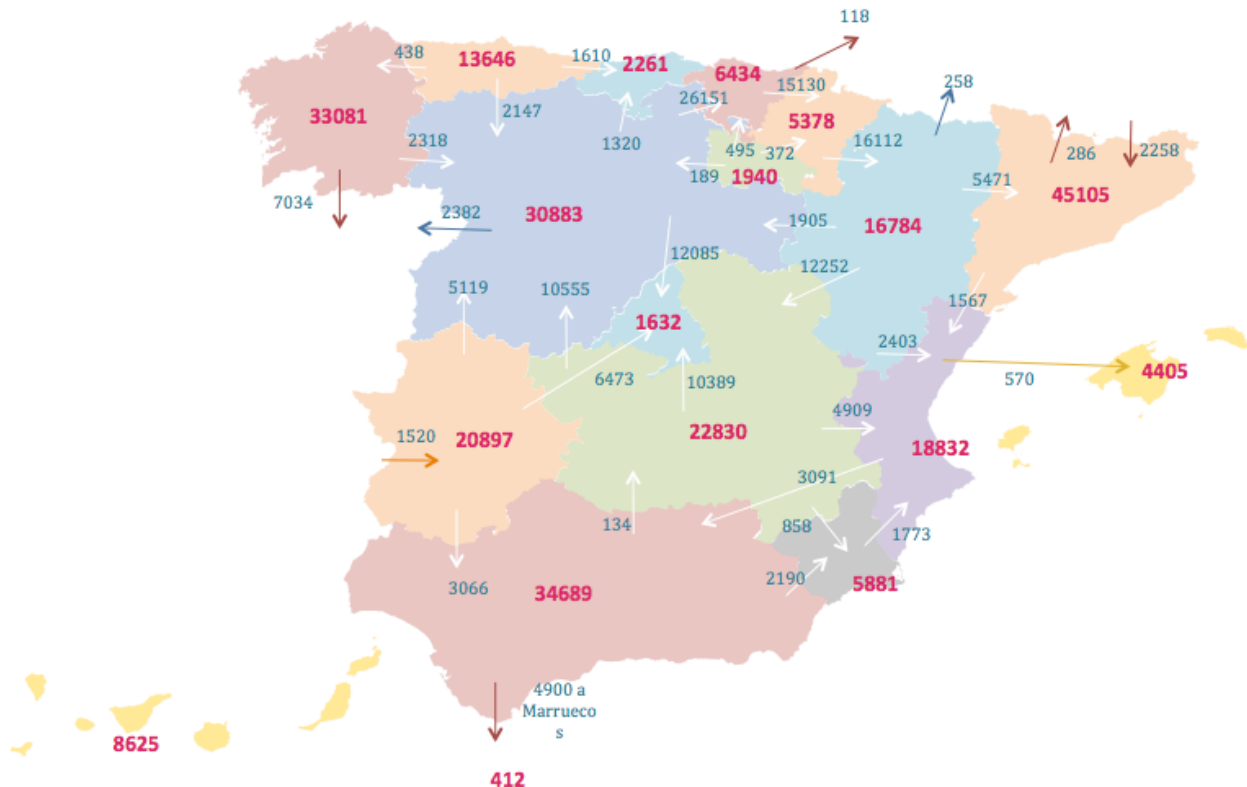


FIGURA 4 – GENERACIÓN E INTERCAMBIOS EN GWh POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. DATOS: REE Y UNESA PARA 2013

Son especialmente claros el caso de Extremadura, que genera casi 21000 GWh y exporta en torno a 13000 GWh, mientras que Madrid genera solamente 1632 GWh e importa casi 23000 GWh. Esto supone que la electricidad debe recorrer largas distancias desde el punto de generación hasta los consumos, con las consiguientes pérdidas en las líneas de transporte y distribución, estimadas en torno a un 10% de la electricidad total producida.

## 2. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

El sistema eléctrico español cuenta con un transporte a los centros de consumo unificado y una distribución diversificada. De acuerdo con lo establecido en la Ley de 1997, ambas son actividades reguladas retribuidas a través de los llamados peajes de acceso, los cuales cubren, entre otros, todos los costes correspondientes al uso de las

redes de transporte y distribución así como la gestión de las mismas. Estos peajes de acceso se desglosaran en profundidad en el Capítulo 3.

La red de transporte española conecta las centrales de generación con los puntos de distribución a los consumos o bien con grandes consumidores industriales que estén directamente conectados a la red de transporte. Tiene una estructura radial y está diseñada para soportar grandes flujos de electricidad unidireccional – hacia los puntos de distribución. Es un monopolio natural y está gestionada por Red Eléctrica Española (REE) en exclusividad. Está compuesta por más de 42.000 km de líneas de alta tensión (generalmente tensión superior a 220kV), más de 5000 posiciones de subestaciones y más de 80.000 MVA de capacidad de transformación<sup>1</sup>. Incluye las instalaciones de interconexión internacional y con los sistemas insulares y extrapeninsulares. Como gestor de la red de transporte, REE es responsable de su desarrollo y ampliación, del mantenimiento y de la gestión del tránsito de la electricidad.

La red de distribución española está compuesta por el conjunto de cables subterráneos y los centros de transformación que conectan la red de transporte con los puntos de consumo. La actividad de distribución es llevada a cabo por las compañías distribuidoras de electricidad, responsables de la construcción, el mantenimiento y la operación de las redes de distribución. En España hay más de 300 compañías distribuidoras registradas. No se deben confundir con las compañías comercializadoras de electricidad: la comercialización es una actividad liberalizada desde 1997 y por tanto, cada consumidor puede elegir libremente el precio a pagar de entre los ofertados por las diferentes compañías comercializadoras de electricidad.

La retribución del transporte en 2015 se sitúa en torno a 1.712 millones de euros, lo que supone un 9,29% del total de los costes regulados. Por su parte, la retribución a la distribución y gestión comercial en 2015 se sitúa en torno a 5.041 millones de euros, lo que supone más del 27% del total de costes regulados.<sup>2</sup> Su racionalidad y variación en los últimos años se analizará en el Capítulo 3.

### 3. CONSUMO

A fin de asegurar la calidad y la seguridad del suministro, la generación de electricidad tiene que ser, en tiempo real, igual a su consumo. Esto requiere conocer previamente y con la mayor precisión posible cuál va a ser la demanda de electricidad en España en un instante dado. Para ello, se tienen en cuenta los principales factores que influyen en el consumo de electricidad en España.

Así, la demanda del sistema presenta fuertes diferencias de nivel entre meses, influidas por las variaciones de temperatura y la laboralidad o calendario. En 2014, a excepción del mes de Agosto, en el que la actividad económica se reduce, los meses de mayor demanda fueron los más fríos - enero y diciembre - y el más caluroso – julio. Este patrón resulta de combinar los efectos de la estacionalidad de la actividad

---

<sup>1</sup> Fuente: Red Eléctrica Española

<sup>2</sup> Fuente: *Informe sobre la liquidación provisional 20/2015 del Sector Eléctrico*. CNMC

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

económica junto con el efecto de la temperatura sobre la demanda a través de los usos para climatización.

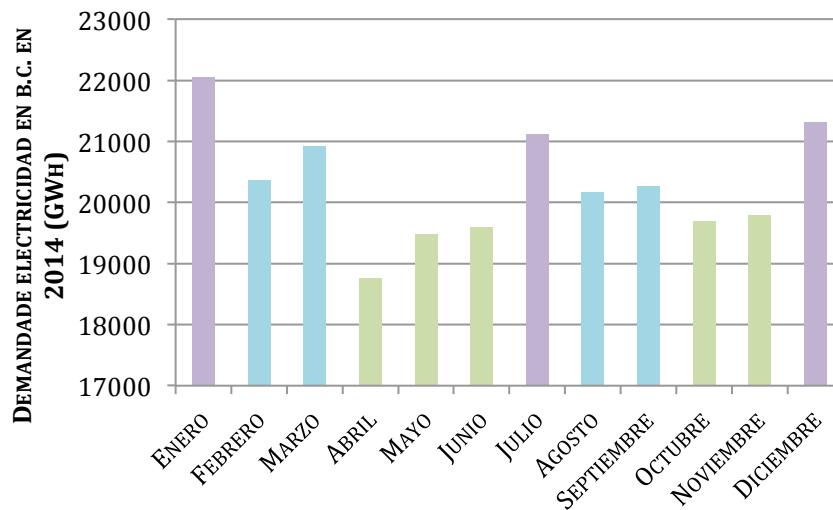


FIGURA 5 - DATOS: INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2014. REE

La evolución de la demanda sigue también un patrón semanal, marcado por el nivel de actividad productiva de cada día de la semana, siendo máximos entre martes y viernes y mínimos sábados y domingos. A pesar de ser días laborables, los lunes el consumo es menor pues la industria tarda en ponerse en marcha tras el parón del fin de semana. El patrón diario también varía en función del tipo de día y generalmente presenta dos o tres puntas durante el día y un profundo valle durante la noche.

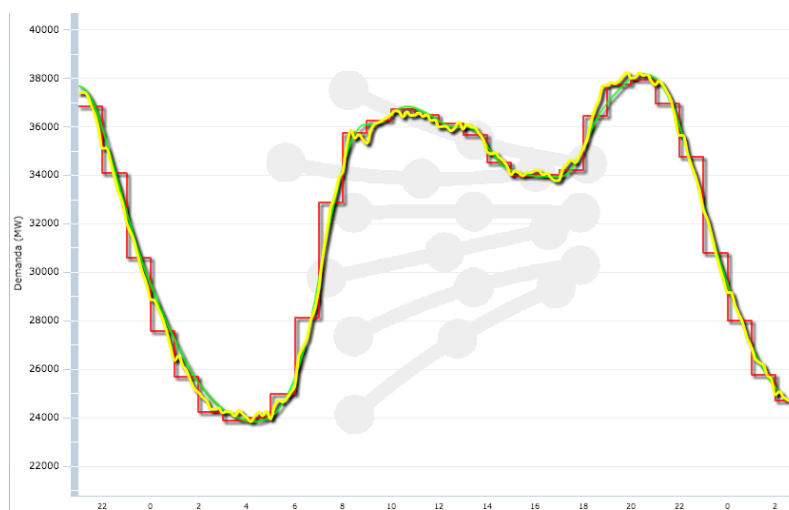


FIGURA 6 - VARIACIÓN HORARIA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL DÍA 20 DE ENERO DE 2016.

FUENTE: REE

Por último, en la variación anual de la demanda influye además y especialmente la coyuntura económica del país. En 2015 destaca el crecimiento del consumo eléctrico frente a 2014, después de cuatro años consecutivos de descenso, atribuible

principalmente al crecimiento en la actividad económica. La demanda total nacional en 2015 alcanzó los 263.094 GWh, lo que supone un crecimiento del 1,9% frente a 2014.<sup>3</sup>

Por otro lado, la demanda de electricidad también varía de forma acusada geográficamente. Madrid y Cataluña en primer lugar, seguidos del País Vasco y la Comunidad Valenciana son los principales centros de consumo de la Península. Mientras Cataluña también es una zona generadora, la potencia instalada en Madrid, como ya se ha mencionado antes, apenas alcanza el 0.6% del total español y la producción eléctrica propia cubre sólo el 5,4 % de la demanda, lo que obliga a “importar” el 94,6 % restante, con las consiguientes pérdidas en las líneas de transporte y distribución y el aumento del precio final de la electricidad.<sup>4</sup> Los sectores residencial, comercial y servicios e industrial son los tres sectores principales en los que se puede desglosar la demanda total de electricidad, siendo mucho más significativo el consumo del sector industrial. Esto explica la importancia del precio de la electricidad para la competitividad de la industria - en algunas actividades electro-intensivas el peso de la factura eléctrica llega a duplicar los costes laborales.

La complejidad del sistema requiere una gestión excepcional que garantice la calidad y seguridad del suministro, a cargo de Red Eléctrica Española, Operador del Sistema Eléctrico desde la publicación de la Ley de 199

---

<sup>3</sup> Fuente: *Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2015*. Red Eléctrica Española.

<sup>4</sup> Fuente: *Energía 2015*. Foro de la Industria Nuclear Española

## CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DEL PRECIO Y DEL COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA A PARTIR DE LA LEY DE 1997

En este capítulo se presenta de forma detallada el desglose de los elementos que conforman el precio final de la electricidad en base a la regulación vigente hasta 2013, para así poder comprender qué factores jugaron un papel determinante en el crecimiento del precio de la energía eléctrica en España en los últimos años y poder analizar en el Capítulo 4 la racionalidad de las nuevas disposiciones.

El sector eléctrico español ha sufrido una profunda transformación desde la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Ésta separa entre actividades reguladas, transporte y distribución, y actividades que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia: generación y comercialización. Así, el precio de la energía eléctrica se conforma de dos componentes principales: la componente de mercado y la componente regulada.

### 1. COMPONENTE DE MERCADO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

Desde el 1 de octubre de 2004, el mercado eléctrico español y el portugués integran el Mercado Ibérico de Electricidad o MIBEL. Consiste en una secuencia de mercados en los que generación y demanda intercambian energía para distintos plazos de tiempo. Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado eléctrico como vendedores o compradores: productores de energía eléctrica en régimen ordinario, productores de energía eléctrica en régimen especial o sus agentes representantes, empresas comercializadoras y consumidores directos.

En los mercados a plazo, semanas, meses e incluso años antes del momento en el que la energía sea generada y consumida, los agentes intercambian contratos con periodos de entrega anual, trimestral, mensual... El día antes del despacho, los agentes intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente en el mercado diario organizado por OMIE, operador del mercado encargado de la operación económica del Sistema. Además, ya dentro de las 24 horas anteriores al momento de generación/consumo, los agentes pueden ajustar sus posiciones comprando y vendiendo energía en los mercados intradiarios, también gestionados por OMIE. En el muy corto plazo, los generadores ofrecen una serie de servicios al sistema para garantizar la seguridad y calidad del suministro en unos mercados organizados por el Operador del Sistema, Red Eléctrica Española. Son los mercados de restricciones y de servicios complementarios.

#### **MERCADOS A PLAZO**

Los mercados a plazo de electricidad se definen como mercados en los que se puede negociar la compra o venta de electricidad con anticipación a la entrega física. Son fundamentales en los mercados liberalizados ya que permiten a los distintos agentes tener una exposición mayor o menor al riesgo que supone la variabilidad del precio de la electricidad en el mercado diario, asegurándose cantidades y precios anticipadamente. Como ejemplo, una empresa comercializadora de electricidad sin generación propia, si no existieran los mercados a plazo, debería comprar toda la electricidad en el mercado diario. Debido a que el precio horario del mismo es volátil, esta empresa estaría expuesta a un riesgo muy elevado. El precio del mercado diario podría superar al que

esta empresa acordó con sus clientes, con las consiguientes pérdidas. Sin embargo, existiendo los mercados a plazo, el comercializador puede comprar la electricidad que vende de forma anticipada haciendo una oferta más ajustada y reduciendo el riesgo. Los diferentes mercados a plazo en España son:

**EL MERCADO ORGANIZADO DE DERIVADOS DEL MIBEL (OMIP)**

En él se intercambian contratos financieros. Como mercado organizado, cuenta con una cámara de compensación – OMIP, una entidad privada independiente – que actúa como contraparte central entre los agentes vendedores y compradores. No existe una relación directa entre ambas partes sino que éstas adquieren una serie de derechos y obligaciones frente a una cámara que asegura el buen fin de todas las operaciones.

**EL MERCADO “OVER THE COUNTER” (OTC)**

Se trata de un mercado no organizado en el que los agentes intercambian contratos físicos de forma privada y bilateral, sin una cámara de compensación que supervise el proceso.

**SUBASTAS PARA EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO (CESUR)<sup>5</sup>**

La liberalización del sector culminó el 1 de julio de 2009, fecha en la que deja de ser posible contratar el suministro con las empresas distribuidoras y los propios consumidores eligen libremente el precio de la electricidad entre los ofrecidos por las diferentes comercializadoras. Para suavizar el efecto del proceso de liberación sobre el consumidor final se crea la Tarifa de Último Recurso (TUR), una tarifa fijada por el gobierno que supone una alternativa al precio de las comercializadoras para los consumidores de baja tensión (< 1 kV) con una potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Las Comercializadoras de Último Recurso<sup>6</sup> eran las únicas que podían comercializar la TUR y éstas adquirirían parte de la energía eléctrica (60%) a través de las subastas CESUR, establecidas por primera vez en la Orden ITC/1659/2009, que les permitían obtener un precio competitivo y previsible frente al valor más imprevisible del mercado diario en su intento de proteger al pequeño consumidor. El 40% restante debían adquirirlo a generadores del régimen especial a tarifa. La gestión y organización de las mismas corría a cargo del Operador del Mercado – actual OMIE – y la Comisión Nacional de Mercados y Competencia tenía un papel supervisor.

Los vendedores en las subastas CESUR eran agentes que habían adquirido energía o capacidad de generación en el mercado diario o mediante otros mecanismos y estaban interesados en participar para gestionar riesgos y obtener dividendos mediante la diferencia de precio entre ambas subastas. El precio se determinaba mediante un proceso de subasta descendente en el que los agentes ofertaban las cantidades de energía que estaban dispuestos a suministrar al precio establecido en cada ronda. Antes de la subasta, se fijaba un precio máximo de salida,

---

<sup>5</sup> Hasta 2013

<sup>6</sup> Iberdrola, Endesa, Gas Natural, EDP y EON

lo suficientemente alto para garantizar un número determinado de agentes, y se iba bajando en cada ronda, hasta llegar al equilibrio entre la oferta y la demanda.

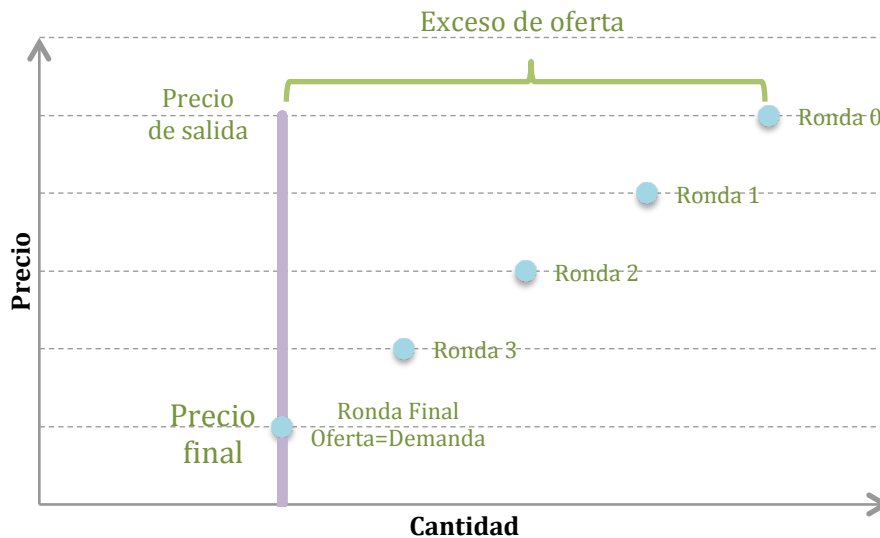


FIGURA 7 - FUNCIONAMIENTO SUBASTA CESUR

La única condición para vender en las subastas CESUR era disponer como fianza de una línea de crédito. Así, los agentes vendedores no tenían por qué ser generadores de electricidad, sino que podían participar sujetos que hubieran adquirido electricidad a través de otros mecanismos. Los vendedores reciben o pagan al finalizar la subasta la diferencia entre el precio de la subasta y el coste de adquisición de la misma.

Adjudicatarios	Base Trimestral		Punta Trimestral	
	MW	%	MW	%
Adjudicatarios pertenecientes a grupos empresariales que son titulares de grupos generadores en España	638	<b>25,2%</b>	104	29,55%
Resto de adjudicatarios	1862	74,48%	248	70,45%
<b>TOTAL</b>	<b>2500</b>	<b>100%</b>	<b>352</b>	<b>100%</b>
Adjudicatarios con domicilio social en España	757	30,28%	201	57,10%
Adjudicatarios con domicilio social fuera de España	1743	<b>69,72%</b>	151	42,90%
<b>TOTAL</b>	<b>2500</b>	<b>100%</b>	<b>352</b>	<b>100%</b>
Adjudicatarios que pertenecen a un grupo empresarial que integra un CUR en España	85	<b>3,4%</b>	100	28,41%
Resto de adjudicatarios	2415	96,60%	252	71,59%
<b>TOTAL</b>	<b>2500</b>	<b>100%</b>	<b>352</b>	<b>100%</b>

FIGURA 8 - RESULTADOS XXIV SUBASTA CESUR DEL 24 DE SEPTIEMBRE DE 2013. DATOS:OMIE

Como se puede extraer del análisis de los resultados de la XXIV Subasta CESUR del 24 de septiembre de 2013, las empresas habilitadas para las TUR apenas participan como vendedores. Estos son, en su mayor parte, grupos empresariales con sede fuera de España (69,72%) y en su mayoría no titulares de grupos generadores en España, muy probablemente ajenos al negocio de la electricidad, que persiguen los beneficios resultantes de las diferencias de precio entre los diferentes mecanismos de compra y venta de electricidad.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

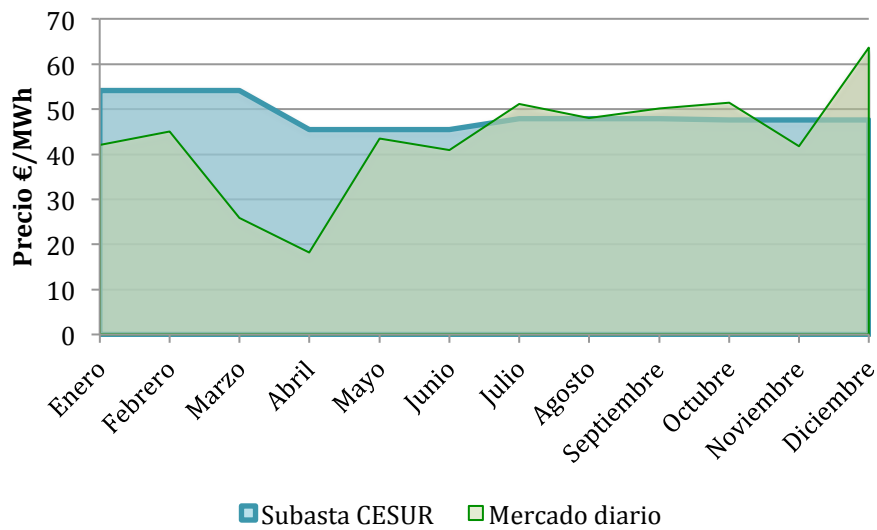


FIGURA 9 - COMPARATIVA PRECIOS MERCADO DIARIO Y PRECIOS CESUR, 2013. DATOS: OMIE

Se comprueba que mientras que el precio subastado es más estable, también es generalmente más alto. Esto es muy conveniente para los vendedores que hayan adquirido la electricidad en el mercado diario pero no beneficia al pequeño consumidor. Tampoco contribuye a la reducción del déficit, pues la subida del coste de la electricidad impide la subida de los peajes de acceso para recortar la deuda tarifaria.

La última subasta celebrada tuvo lugar el 19 de diciembre de 2013. La CNMC, supervisora de las subastas, emitió un informe en el que anulaba los resultados de la subasta por diferentes motivos. En primer lugar, la subasta había finalizado en la ronda 7, cuando ninguna otra subasta había finalizado antes de la ronda 12. Además, el precio del producto base resultante de la subasta CESUR (61,83 €/MWh) alcanzó diferencias superiores a un 7% con respecto a las referencias de precios de los contratos equivalentes en los mercados OTC (57,67 €/MWh) y OMIP (57,55 €/MWh) el día anterior a la subasta. Esta diferencia entre el precio del producto base subastado en CESUR y las referencias de los mercados a plazo fue la más elevada de las registradas en las últimas diez subastas. Adicionalmente, en diciembre de 2013, el precio del mercado diario había crecido significativamente. Así, todas estas “condiciones atípicas” pusieron de manifiesto que las subastas podían no ser el procedimiento más adecuado para determinar el precio de la tarifa regulada y se suspendieron. Para dar respuesta a esta situación, la Ley 24/2013 de 26 de diciembre de 2013 y el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo introdujeron el llamado Precio Voluntario al Pequeño Consumidor y su procedimiento de cálculo, que se explicarán en el Capítulo 4.

### **MERCADO DIARIO**

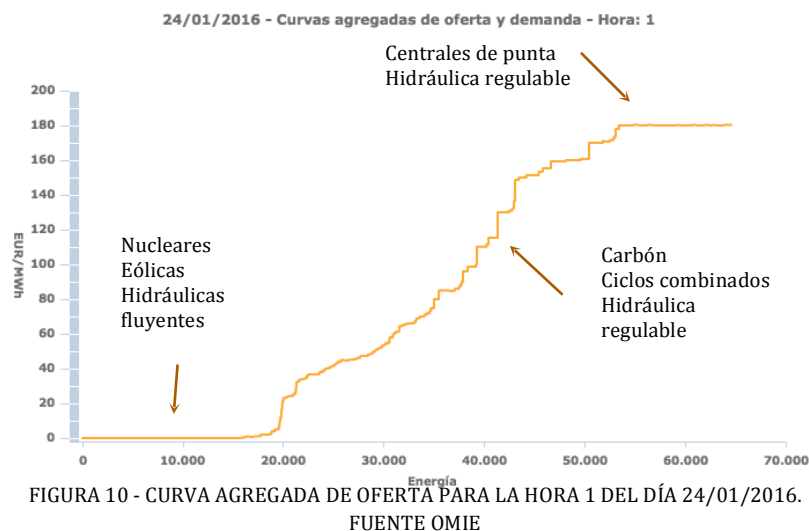
En el mercado diario se negocia en torno al 85% de la energía y es el mercado con mayor influencia en el precio de generación. Su gestión está a cargo del Operador del Mercado, OMIE. En él se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica y se fijan los precios para cada una de las horas del día siguiente. Para ello se sigue un modelo marginalista: todos los generadores reciben un mismo precio que se determina a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición presentadas por los diferentes agentes del mercado.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

Todas las unidades de producción disponibles que no estén afectas a un contrato bilateral tienen la obligación de presentar ofertas en el mercado diario a excepción de los productores en régimen especial. La oferta de un generador representa la cantidad de energía eléctrica que éste está dispuesto a vender a partir de un cierto precio mínimo. Las reglas del mercado exigen que la cantidad ofertada se corresponda con toda su capacidad disponible y que el precio refleje el coste de oportunidad que le supone generar electricidad, es decir, los costes que evitaría si no produjera y los ingresos a los que renuncia por el hecho de producir. De este modo se logra un mecanismo de asignación eficiente, lo que no ocurriría si se incorporaran al precio los costes variables o fijos del generador. Estos se recuperan a través del margen comercial, es decir, la diferencia entre el precio del mercado recibido y los costes incurridos, y los pagos por capacidad, pagos regulados que se explicarán más adelante.

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas al mercado para cada una de las horas del día siguiente, OMIE las agrega y ordena por precio ascendente, formando las curvas horarias de oferta del mercado. Dado que las ofertas presentan el coste de oportunidad, los generadores nucleares, solares o eólicos aparecen en la parte baja pues su coste de oportunidad es muy bajo. Esto se debe a que no cuentan con la opción de revender el combustible (de forma que la retribución por dicha venta fuera un coste de oportunidad) cómo las centrales térmicas de combustible. Las hidráulicas fluyentes también tienen un coste de oportunidad bajo frente las hidráulicas de embalse que aparecen en la parte alta. Su coste de oportunidad es muy alto ya que pueden reservar el agua para producir en el futuro cuando el precio de mercado sea más elevado



Por su parte, la curva de la demanda se compone por las ofertas de compra de diferentes consumidores: industriales, de tamaño medio en sectores industriales y de servicios, empresas comercializadoras y pequeños consumidores conectados a las redes de baja tensión. Como se ha mencionado anteriormente, la cantidad demandada depende fuertemente de la temperatura, la actividad económica y el calendario.

## Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España. Aplicación a la economía de las redes inteligentes.

Pilar Alfaro Cerezo

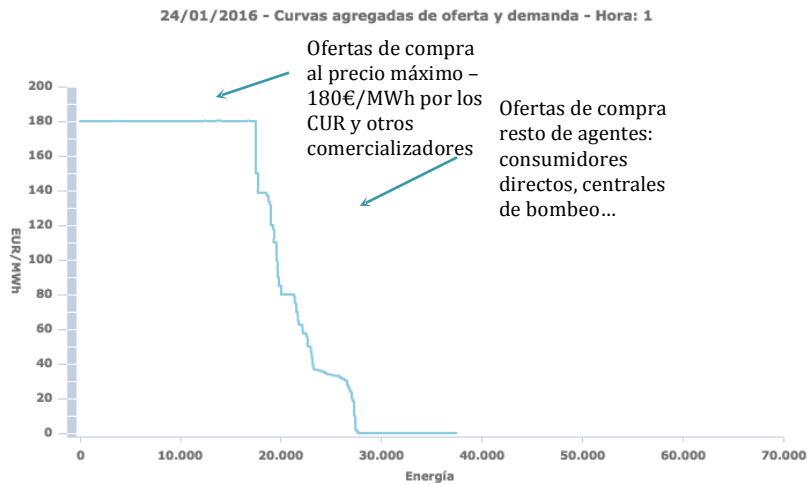


FIGURA 11 - CURVA AGREGADA DE DEMANDA PARA LA HORA 1 DEL DÍA 24/01/2016.  
FUENTE: OMIE.

El precio del mercado para la hora  $h$  del día  $D$  se determina por la intersección de la curva de la oferta y la demanda. También determina las ofertas de compra y venta que resultan casadas, es decir, la energía intercambiada al precio del mercado. Una vez obtenido el resultado del mercado diario, el operador del mercado publica los precios horarios y programas de producción y consumo para cada hora del día  $D$ .

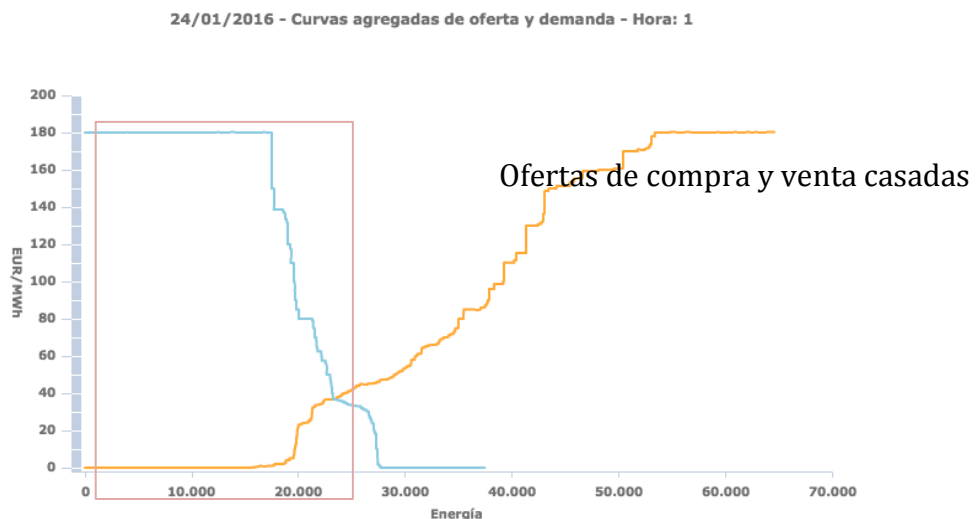


FIGURA 12 - CURVAS AGREGADAS DE OFERTA Y DEMANDA PARA LA HORA 1 DEL DÍA 24/01/2016. FUENTE: OMIE

En el mismo mercado participan las unidades de producción españolas y portuguesas, de forma que en condiciones normales, el precio de referencia del mercado diario coincide para ambos países. Sin embargo, en caso de congestión en la interconexión entre ambos sistemas, se produce una separación de mercados lo que da lugar a un precio distinto para cada país.

Así, el 19 de enero de 2016, los resultados del mercado diario fueron los siguientes:

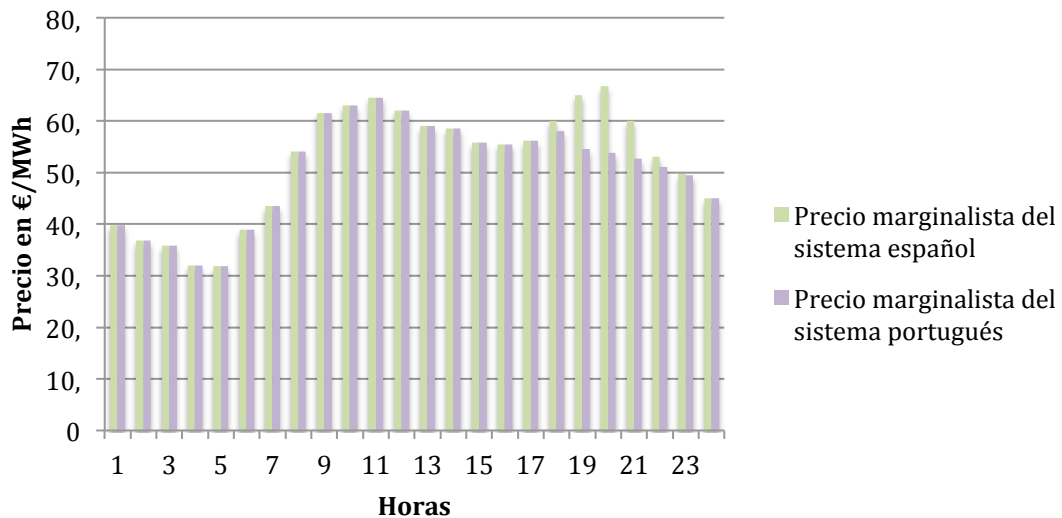


FIGURA 13 - PRECIO MEDIO HORARIO DEL MERCADO DIARIO DEL 19/01/2016. DATOS: OMIE

Aquel día, el precio medio del mercado diario español fue de 52,01 €/MWh y el portugués de 50,57 €/MWh.

#### MERCADO DE CORTO PLAZO O DE AJUSTES

Una vez celebrado el mercado diario tienen lugar los mercados de corto plazo o de ajustes. Éstos son esenciales para que la generación iguale perfectamente a la demanda manteniendo así al sistema eléctrico en equilibrio físico y con un nivel de seguridad y calidad del suministro adecuado. Los mercados de corto plazo o de ajustes en España son:

#### MERCADO DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Red Eléctrica Española define restricción técnica como la “circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema de producción y transporte de energía eléctrica que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro reglamentarios, requiera, a criterio técnico de REE la modificación de los programas de producción de las unidades de generación y consumo de bombeo”. De este modo, el Operador del Sistema – REE – reequilibra el programa de producción –demanda retirando o introduciendo grupos siguiendo el orden de preferencia de las ofertas presentadas.

#### MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

El mercado de servicios complementarios, también gestionado por Red Eléctrica Española, tiene como objetivo resolver desequilibrios entre la generación y la demanda y garantizar la seguridad y la calidad del suministro. Destacan tres tipos de servicios complementarios:

- Reserva de potencia adicional a subir: tiene por objeto dotar al sistema eléctrico del necesario nivel de reserva de potencia a subir. Es de carácter

voluntario y está gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado.

- Regulación secundaria: tiene por objetivo mantener de forma casi automática (20 segundos – 15 minutos) el equilibrio generación-demanda y corregir los desvíos de frecuencia del sistema. Cada día, REE estima la reserva de banda de regulación secundaria necesaria para asegurar el suministro en caso de desequilibrios en tiempo real y convoca el mercado correspondiente después de la celebración del mercado diario y del de restricciones. En él, las empresas generadoras presentan ofertas de forma voluntaria. Así, se asigna la capacidad requerida y se fija la retribución correspondiente a las unidades de producción
- Regulación terciaria: tiene por objetivo principal restituir la reserva de regulación secundaria obligatoria. Es un servicio obligatorio para aquellas unidades de producción que puedan ofrecerlo, es decir, aquellas que puedan variar su producción en menos de 15 minutos y mantenerlo durante 2 horas. El mercado en cuestión se celebra a última hora del día anterior al despacho y en él se fija la retribución a las unidades de producción asignadas en caso de la utilización del servicio.

#### MERCADO INTRADIARIO

El mercado intradiario se celebra dentro del día de entrega de la energía y en él, durante 6 sesiones a lo largo del día, los agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario o en la ejecución de un contrato bilateral físico pueden modificar sus posiciones comerciales vendiendo o comprando electricidad según se acerca la hora de ejecución. Funciona de forma similar al mercado diario pero el volumen de energía negociada en el mercado intradiario es mucho menor.

#### GESTIÓN DE DESVÍOS Y RESTRICCIONES TÉCNICAS

Éste servicio tiene como objetivo resolver las diferencias entre generación y demanda que pudieran surgir después del cierre de la sesión del mercado intradiario. Es un nexo entre el mercado intradiario y la regulación secundaria y terciaria, ya que resuelve los desvíos que se identifiquen tras el primero sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas secundaria y terciaria requeridas. Para ello, antes de cada hora, se evalúan los desvíos comunicados o previstos por los agentes de producción de energía eléctrica y las variaciones en la predicción de renovables. Si el desvío medio para una determinada hora supera los 300MW, el Operador del Sistema puede convocar el mercado de gestión de desvíos donde los generadores ofertan en sentido contrario a los desvíos.

A modo de resumen se presenta la secuencia de mercados del MIBEL en orden cronológico:

			Gestor	Producto
Semanas, meses, años antes del día D	<b>Mercados a plazo</b>	“Over the counter” MIBEL	No organizado OMIP	Contratos a plazo físicos financieros
Día D-1	<b>Mercado diario</b>		OMIE	Energía horaria para el día D
	<b>Mercados de corto plazo y ajustes</b>	Mercado de restricciones técnicas	REE	Restricciones técnicas
		Mercado de servicios complementarios	REE	Potencia adicional a subir, reservas secundaria y terciaria
Día D	Mercados intradiarios		OMIE	Energía horaria
	Gestión de desvíos		REE	Energía a subir y bajar.

FIGURA 14 - SECUENCIA DE MERCADOS EN EL MERCADO IBÉRICO DE ELECTRICIDAD. DATOS: ENERGÍA Y SOCIEDAD.

### PAGOS POR CAPACIDAD

Una vez conocido el precio resultante del mercado mayorista, éste es corregido con los sobrecostes que suponen los servicios de ajuste para garantizar el equilibrio generación y demanda.

Entre los llamados sobrecostes debidos a los servicios de ajuste destacan los pagos por capacidad. A pesar de ser pagos regulados se añaden directamente al resultado del mercado mayorista y por ello se consideran parte de la componente de mercado. Tienen como objetivo financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico para dotarlo de una mayor fiabilidad y eficiencia. Son un ingreso especialmente relevante para centrales de punta con pocas horas de funcionamiento pero críticas para la garantía de suministro.

A partir de 2007, el despegue de las energías renovables redujo las horas de funcionamiento de múltiples centrales del régimen ordinario con el consiguiente impacto en sus ingresos. Esta situación tampoco pudo compensarse con una mayor producción destinada a otros mercados debido a la escasa interconexión con los sistemas europeos. Así, se hizo necesario retribuir de forma regulada a un número cada

vez mayor de generadores capaces de proporcionar electricidad al sistema en caso de escasez y de actuar como respaldo de las energías renovables, no gestionables, para garantizar el suministro.

La Ley 54/1997 establecía una retribución en concepto de garantía de potencia en función de las necesidades de capacidad del sistema que complementara el ingreso que se produce en el mercado eléctrico. Posteriormente, la Ley 17/2007, de 4 de julio mantiene el mismo concepto y pasa a denominarse “retribución en concepto de pagos por capacidad”. Ese mismo año, la Orden ITC/2794/2007 define pago por capacidad como un pago diferenciado. Por un lado establece el servicio de disponibilidad a medio plazo que garantice el suministro y por otro, el incentivo a la inversión a largo plazo que promueva la construcción y puesta a punto de nuevas instalaciones de generación. Las cantidades fijadas para ambos se modificaron en disposiciones posteriores de forma que la norma vigente en 2013 para los pagos por capacidad era la Orden ITC/3127/2011, como se muestra en la siguiente tabla.

Incentivo a la inversión en €/MW/año durante los 10 primeros años	Ordenes ITC/2794/2007 y ITC/3860/2007	Orden ITC/3127/2011
Inversiones a partir de 1998	20000	26000
Centrales con inversiones medioambientales	8750	8750
Servicio de disponibilidad €/MW/año Aplicación transitoria de un año	Orden ITC/3127/2011	
Ciclos combinados	4697	
Centrales de carbón	4702	
Centrales de fueloil	4517	
Centrales hidráulicas y embalse de bombeo	1221	

FIGURA 175 - EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DEL INCENTIVO A LA INVERSIÓN Y DEL SERVICIO DE DISPONIBILIDAD.  
DATOS: CNCMC

## **PÉRDIDAS**

El paso de la electricidad a través de las redes de transporte y distribución y los procesos de transformación necesarios para adaptarla al punto de consumo producen pérdidas que corren a cargo del consumidor final, es decir, éste deberá pagar por la electricidad en barras de central, que se corresponde con la electricidad consumida (medida por el contador) corregida por un coeficiente de pérdidas. En España las pérdidas medias superan el 10%. Debido a su carácter variable, no se incluye cómo un coste regulado a pesar de que se aplique una vez la electricidad ha salido de la central

## 2. COMPONENTE REGULADA DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se desglosará la llamada componente regulada del precio de la energía eléctrica de acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico de 1997. La componente regulada recoge los costes asociados a las actividades reguladas, el transporte y la distribución y todos los demás costes derivados de la gestión y la operación de las redes y el sistema eléctrico en general. Tiene un peso de casi la mitad de la factura eléctrica y por ello su análisis es esencial para determinar las causas que originaron los elevados precios y el alto déficit de tarifa acumulado en 2013.

### PEAJES DE ACCESO

Los peajes de acceso se introducen por primera vez en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico y se definen como los costes derivados del uso de las redes de transporte y distribución. Por tanto, engloban todos los costes del sistema exceptuando el coste de la generación y la gestión de la empresa comercializadora. El encargado de determinar los peajes cada año es el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Son únicos en todo el territorio nacional y están exentos de impuestos.

Estos costes son asumidos por la totalidad de los consumidores de electricidad de forma ajustada al nivel de tensión y de las características de la demanda horaria y de la potencia. Así, cuentan con un término de facturación de potencia ( $T_p$ ) y un término de facturación de energía ( $T_e$ ), que hacen que el peaje de acceso pagado dependa de la potencia contratada y del consumo realizado (que marca el contador). Además, se les puede añadir recargos por exceso de potencia reactiva si el factor de potencia es inferior a 0,95 o por exceder el consumo la potencia contratada.

Existen, por tanto, diferentes tarifas en función de la tensión (alta o baja) y de la potencia contratada. En las tarifas sin discriminación horaria  $T_p$  y  $T_e$  son constantes. En aquellas con discriminación horaria, estos valores varían en función del período en el que se realice el consumo. Las tarifas de baja tensión y sus correspondientes periodos de aplicación se detallan en las siguiente tablas:

Tarifa	Potencia contratada	Modalidad	Discriminación horaria	Periodos
2.0A	$P \leq 10\text{kW}$	2.0A	NO	
		2.0DHA	SI	2
		2.0DHS	SI	3
2.1A	$10\text{kW} \leq P \leq 15\text{kW}$	2.0A	NO	
		2.0DHA	SI	2
		2.0DHS	SI	3
3.0A	$P > 15\text{kW}$		SI	3

FIGURA 16. DETALLE DE LAS TARIFAS DE BAJA TENSIÓN. DATOS: IBERDROLA.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

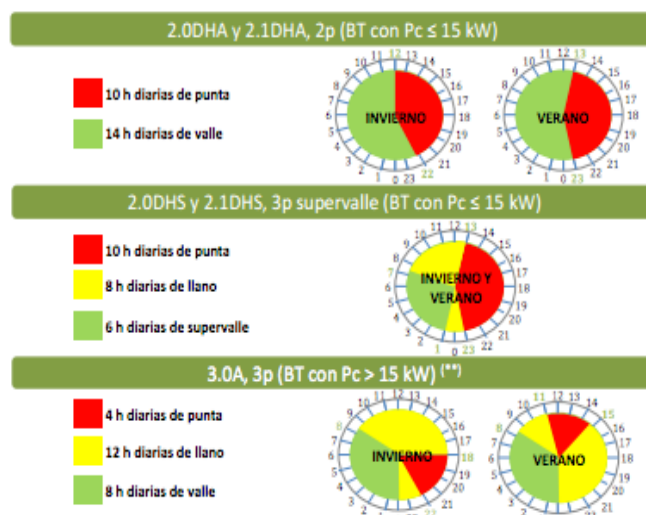


FIGURA 17 - PERIODOS DE CONSUMO. FUENTE: IBERDROLA

Para un consumidor doméstico que contrate la tarifa 2.0 sin discriminación horaria los términos de potencia y energía correspondientes se reflejan en la siguiente tabla. Según Red Eléctrica Española, el consumo medio doméstico es de 9kWh al día, es decir, 3272 kWh al año y la potencia media contratada son 5,5kW. Así, los peajes de acceso para un consumidor medio doméstico alcanzaron los 348€ anuales en 2013 y los 353€ en 2014 y 2015.

Término	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Tp (€/kW y año)</b>	16,633129	16,633129	23,182742	31,649473	38,043426	38,043426
<b>Te (€/kWh)</b>	0,057979	0,064139	0,089395	0,053255	0,044027	0,044027

FIGURA 18 - EVOLUCIÓN DE LOS TÉRMINOS DE POTENCIA Y ENERGÍA DE LA TARIFA 2.0A. FUENTE: IBERDROLA.

En 2013, los peajes de acceso se desglosaban de la siguiente manera, de acuerdo con el Real Decreto 1164/2001 de 26 de octubre:

- Costes asociados al transporte, distribución y gestión comercial
  - Costes de transporte
  - Costes de distribución y gestión comercial
- Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento
  - Primas al régimen especial
  - Coste del sistema de interrumpibilidad
  - Costes asociados a la industria nuclear
- Costes permanentes
  - Compensación de los sistemas insulares
  - Costes de los Operadores del Sistema (REE), del Mercado (OMIE – antes OMEL) y de Comisión Nacional de la Energía (integrada en la CNMC)
  - Costes de transición a la competencia
- Costes asociados al déficit de tarifa

## COSTES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y GESTIÓN COMERCIAL

La Ley del Sector Eléctrico de 1997 introdujo un nuevo modelo de funcionamiento del sector, en el que la generación y la comercialización de energía eléctrica pasaban a ser actividades liberalizadas. Sin embargo, el transporte y la distribución se mantuvieron como actividades reguladas, debido a su naturaleza de monopolio natural.

### **Costes de transporte**

La retribución de la actividad del transporte de energía eléctrica se establece reglamentariamente de forma que se cubran los principales costes de la actividad y a su vez, incentivar una gestión eficiente. Estos incluyen los costes de operación y mantenimiento, es decir, aquellos incurridos por el funcionamiento de las redes y el mantenimiento preventivo necesario para garantizarlo. También deben incluir los costes de inversión, es decir, aquellos que se generen a raíz de la necesidad de desarrollo o mejora de la red de transporte.

El Real Decreto 2819/1998 de 23 de diciembre – *por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica* – establecía un modelo de retribución al transporte que se mantuvo sin alteraciones hasta el año 2008. Dicho régimen consistía en que para las instalaciones puestas en servicio a partir de 1998 se calculaba anualmente el coste de las instalaciones con entrada en servicio en el año en base a unos costes estándares de referencia de inversión y operación y mantenimiento, actualizándose dicha cantidad en años sucesivos. Para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a 1998 se consideró un coste global que se actualizaba de forma similar. Cabe destacar que en este sistema no se tenía en cuenta la amortización de las instalaciones y por tanto el transportista debía correr con todos los costes necesarios para mantener las instalaciones en perfecto estado indefinidamente.

En el año 2008, el Real Decreto 325/2008 de 29 de febrero - *por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008* – se introdujo un nuevo modelo de forma que el sistema retributivo se acercara al sistema de retribución del transporte de gas y de otros sistema Europeos. La principal diferencia con el anterior es que sí se tenía en cuenta el coste de amortización de las instalaciones.

Así, desde 2008 hasta 2013, convivieron tres sistemas de retribución diferentes en función de la fecha de puesta en marcha de las instalaciones. Este modelo quedó derogado con la publicación del Real Decreto 1047/2013, completando la reforma del sector iniciada por la Ley de Sector de 2013, en el que se establece una nueva metodología de retribución para el transporte que se describirá más adelante. La retribución al transporte en 2013 fue de 1.604 millones. En la siguiente figura se puede observar la evolución de la retribución al transporte en la última década.

## Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España. Aplicación a la economía de las redes inteligentes.

Pilar Alfaro Cerezo

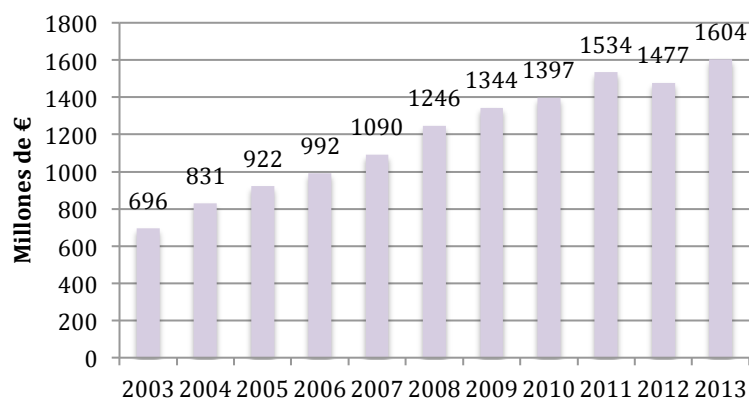


FIGURA 19 - EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN AL TRANSPORTE EN MILLONES DE EUROS. DATOS: LIQUIDACIONES ANUALES CNMC

### Costes de distribución y gestión comercial

Al igual que la retribución al transporte, la retribución a la distribución se fija administrativamente al ser una actividad regulada, atendiendo a los costes de inversión, operación y mantenimiento y gestión de las redes. Sin embargo, la retribución a la distribución no puede seguir el mismo sistema pues mientras que el transporte se encuentra en su mayoría a cargo de Red Eléctrica Española, cada compañía de distribución es responsable de su propia red, cada una con unas características diferentes.

Tras la publicación de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, el RD 2818/1998 definía la retribución a la distribución como un sistema basado en el reparto de una 'bolsa' entre las diferentes empresas, en función de unos porcentajes regulados. La cantidad de la 'bolsa' global se revisaba anualmente en función de la demanda, la mejora de la eficiencia o el IPC. Cabe destacar que este sistema retributivo no tenía en cuenta las características concretas de las distintas zonas geográficas (demográficas, climáticas...)

En 2008, el Real Decreto 222/2008 estableció un sistema de retribución por el que la retribución a cada empresa distribuidora se fijaba administrativamente en base a los costes y gastos en los que incurren las mismas y sus planes de inversión anuales. Así, tenía en cuenta los costes de inversión y amortización, los de operación y mantenimiento y otros costes como la gestión comercial o impuestos. Esta cantidad inicial era fijada para los siguientes 4 años y se corregía en función del IPC, los incentivos de calidad y pérdidas o el incremento de demanda. A principios de 2012 se realizaron ciertas modificaciones a este sistema, que fue derogado con la publicación del Real Decreto 1048/2013 en el que se establece una nueva metodología de retribución a la distribución que se describirá más adelante.

La retribución a la distribución en 2013 fue de 4699 millones de euros. En la siguiente figura se puede observar la evolución de la retribución a la distribución en la última década.

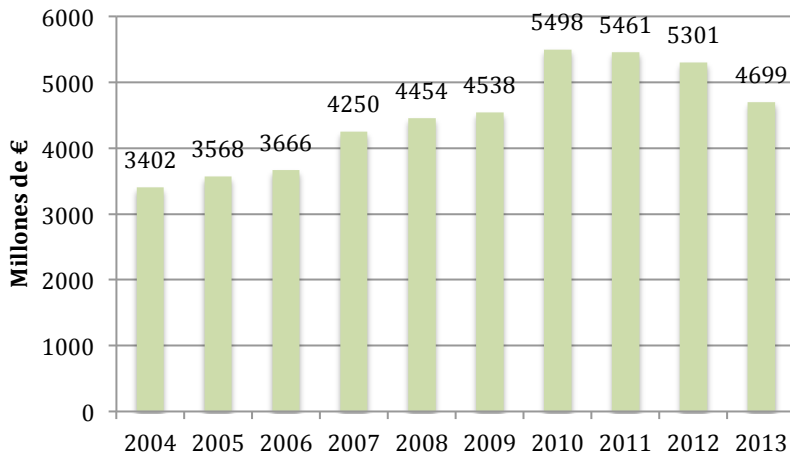


FIGURA 20 - EVOLUCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA DISTRIBUCIÓN EN MILLONES DE EUROS.  
DATOS: LIQUIDACIONES ANUALES CNMC

#### COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

##### Servicio de interrumpibilidad

El servicio de interrumpibilidad entró en vigor en 2008 mediante la Orden ITC 2370/2007 de 26 de junio. Se trata de un sistema de gestión de la demanda por el que los consumidores de alta tensión proveedores del servicio reciben una compensación económica a cambio de que, si se produce un pico de demanda, a una orden del Operador del Sistema (REE) se reduzca la potencia demandada hasta el nivel requerido para igualar la generación al consumo. Esto permite dar una respuesta ágil a las necesidades del sistema en caso de emergencia, garantizando la seguridad de suministro. Los pagos se establecen administrativamente, alcanzando en 2013 la cifra de 677 millones de Euros. La ley del Sector Eléctrico de 2013 estableció un nuevo sistema de asignación competitiva del servicio que se explicará más adelante. En la siguiente figura se muestra la evolución de los costes de dicho servicio en los últimos años.

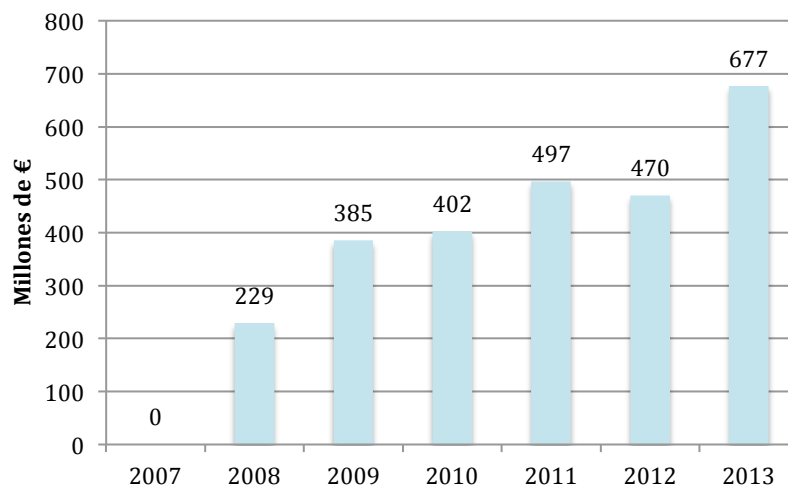


FIGURA 21 - EVOLUCIÓN DE LOS COSTES DEL SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD EN MILLONES DE €. DATOS: LIQUIDACIONES ANUALES CNMC

### **Primas al régimen especial**

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico diferencia la generación en régimen ordinario de la generación en régimen especial y determina el marco económico de retribución de cada uno de ellos. El régimen ordinario compete en el mercado eléctrico para entrar en la curva de generación. El régimen especial, por su parte, tiene derecho a recibir una subvención regulada y tiene garantizada la venta de la producción a una tarifa establecida que depende de la potencia y de los años transcurridos desde la puesta en marcha de la instalación, o bien, a precio de mercado más una prima adicional que cubriera la diferencia entre lo que debe percibir dicha tecnología - cantidad establecida administrativamente en función del nivel de tensión, la eficiencia energética, la inversión necesaria, entre otros - y la cantidad recibida por la venta de la electricidad en el mercado mayorista. La generación en régimen especial engloba aquellas instalaciones de menos de 50MW que:

- Produzcan a partir de fuentes de energía renovables
- Utilicen la cogeneración u otras formas de producir electricidad asociadas a otras actividades no eléctricas con un alto rendimiento energético
- Utilicen como fuente de energía primaria fuentes de energía renovables, biomasa, biocarburantes o residuos no renovables
- Instalaciones de tratamiento de residuos de menos de 25MW que supongan un alto rendimiento energético.

El objetivo de la diferenciación entre el régimen ordinario y el especial en términos retributivos era favorecer la incorporación de los generadores en régimen especial al sistema eléctrico, acelerar el desarrollo de tecnologías limpias y fomentar la eficiencia energética, ya que en muchos casos se trata de tecnología es fase de desarrollo con costes asociados elevados. También se pretendía así iniciar el camino para cumplir los objetivos marcados por la Unión Europea en el horizonte 2020.

El Real Decreto 436/2004 se establece por primera vez la retribución adicional que recibiría el régimen especial, como porcentajes respecto a la tarifa de referencia. Así, estas retribuciones se podían dividir en cuatro partes: tarifa regulada, prima, incentivo por participación en el mercado y complemento por energía reactiva.

El Real Decreto 661/2007 derogaba el Real Decreto 436/2004. Se mantuvieron las dos opciones de retribución al régimen especial pero se introdujeron límites superior e inferior horarios a la retribución total y se eliminó el incentivo por participar en el mercado. Se eliminó el sistema de porcentajes anterior y se fijó una prima en función de la tecnología y la energía producida. En este decreto también se establece que “la autorización administrativa para la construcción, explotación, modificación sustancial, transmisión y cierre de las instalaciones de producción en régimen especial y el reconocimiento de la condición de instalación de producción acogida a dicho régimen corresponde a los órganos de las comunidades autónomas.” Estas competencias correspondían a la Administración General del Estado en caso de que la instalación estuviera situada en varias Comunidades, superase los 50 MW o se encontrara ubicada en el mar. También correspondía a la Administración General del Estado la inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicación de la inscripción a la Comisión Nacional de Energía, al operador del sistema y, en su caso, al operador del mercado.

Este decreto desencadenó la instalación de instalaciones en régimen especial, especialmente eólica y solar fotovoltaica. Los objetivos establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y las potencias instaladas se recogen en la siguiente tabla. Como se puede observar, el objetivo marcado para la solar fotovoltaica se superó en 9 veces y la generación eólica aumentó en 12000 MW<sup>7</sup> su potencia instalada. El RD 661/2007 fijó la prima pero no limitó la potencia instalada.

Tecnología	Objetivo PER 2010 (MW)	Potencia Instalada 2010 (MW)
Eólica	20155	19701
Hidráulica	2199	2030
Solar termoeléctrica	500	532
Solar fotovoltaica	400	3839
Biomasa	2039	709
Residuos Sólidos Urbanos	189	627

FIGURA 22 - RESUMEN PER Y POTENCIA INSTALADA EN 2010. DATOS: PER 2010 Y *ENERGÍA 2015*. FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA.

Los incentivos a todas estas instalaciones que no habían sido previstas aumentaron los costes regulados del Sistema, dificultando su financiación. De este modo, en la regulación relacionada con el régimen especial en España se distinguen dos fases: aquella en la que se buscaba incentivar su desarrollo, entre 2007 y 2012, y aquella en la que se buscaba reducir el coste que las mismas tenían para el sistema, de 2012 en adelante.

En esta línea en 2012 se toman una serie medidas urgentes que inician el camino hacia la profunda reforma de 2013. Se publica el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se suspenden los incentivos para los proyectos de instalación de nuevas plantas de producción de electricidad mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos. Posteriormente, la Ley 15/2012 de medidas fiscales excluye del régimen especial a la producción de electricidad con combustibles fósiles en instalaciones renovables. En febrero de 2013, el Real Decreto-ley 2/2013- *de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero* – modifica el Real Decreto 661/2007 suprimiendo las primas existentes y eliminando la posibilidad de acogerse con posterioridad a la opción de retribución a tarifa a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del decreto decidan vender en mercado. El Real Decreto-ley 9/2013 – *por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico* – acabaría por derogar el Real Decreto 661/2007, vigente durante los 6 años anteriores. Como se verá más adelante, la Ley del Sector de 2013 continúa la reforma del sistema de retribución del régimen especial en un intento de solucionar la situación insostenible que se alcanzó en 2013. En el anexo A se detallan las cuantías por tecnología de las diferentes primas establecidas desde 2004 hasta 2013.

<sup>7</sup> Fuente: PER 2005-2010

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

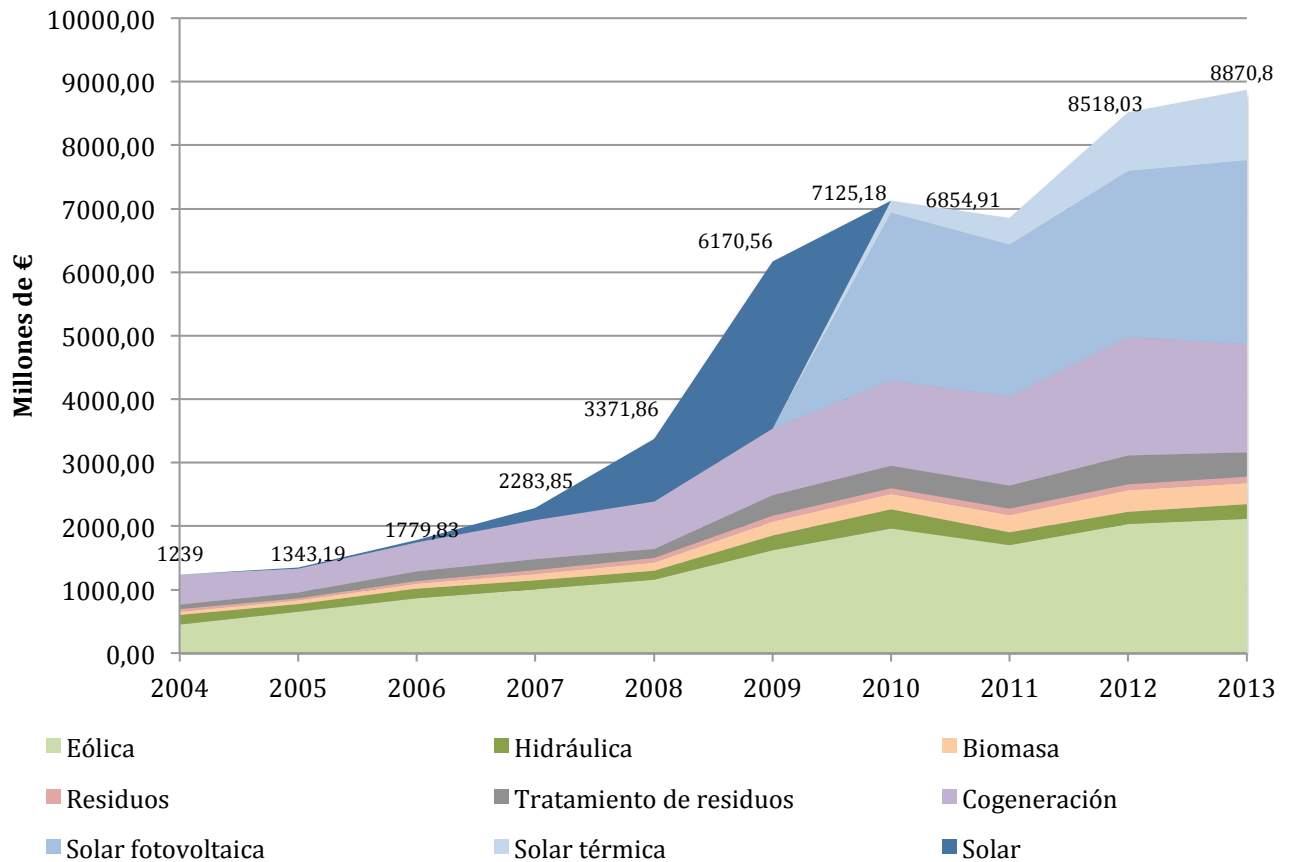


FIGURA 23 - EVOLUCIÓN DE LA PRIMA EQUIVALENTE RECIBIDA POR LOS PRODUCTORES DEL RÉGIMEN ESPECIAL POR TECNOLOGÍAS. DATOS: ENERGÍA 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014. FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA

Como se puede observar, en 2004 comienza a subir la partida de costes asociados al régimen especial, para despegar a partir de 2007. Son el término más significativo de los peajes de acceso.

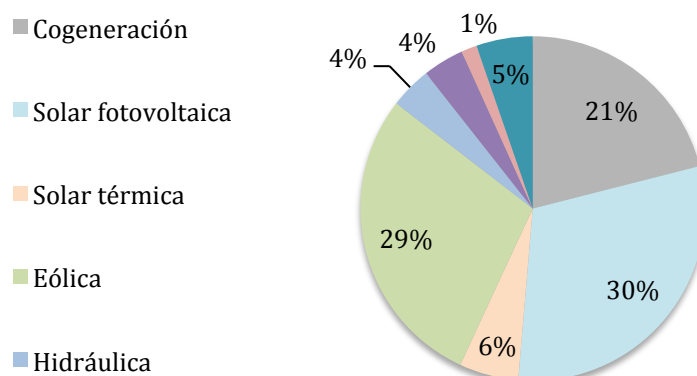


FIGURA 24 - REPARTO DE LAS PRIMAS AL RÉGIMEN ESPECIAL POR TECNOLOGÍAS ENTRE 2004 Y 2013. DATOS: ENERGÍA 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013, 2014. FORO DE LA INDUSTRIAL NUCLEAR ESPAÑOLA

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

De las partidas destinadas a las primas desde 2004, las energías solar fotovoltaica y termoeléctrica recibieron el 36%, a pesar de que los GWh generados por estas tecnologías no participan en la misma medida en la producción de electricidad. Por ejemplo, en 2013 la cobertura de la demanda se realizó como se muestra en la siguiente figura:

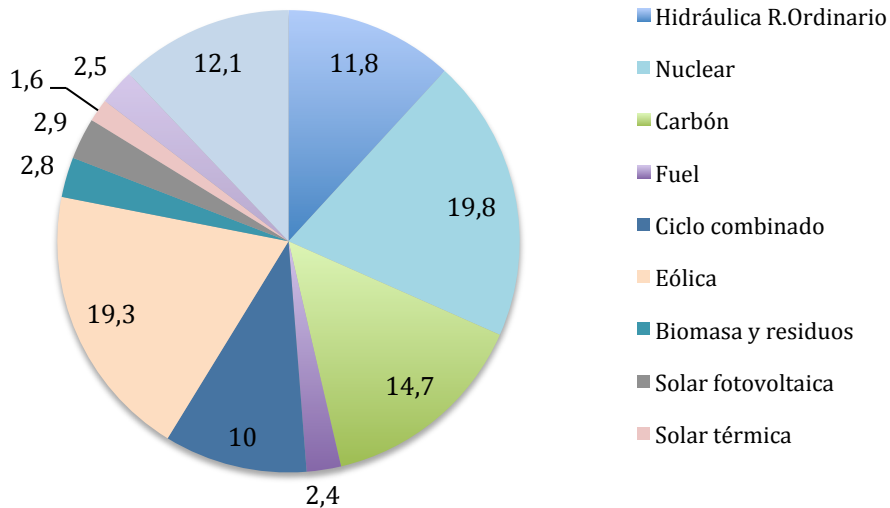


FIGURA 25 - COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA POR FUENTES EN LA PENÍNSULA EN 2013. DATOS: *ENERGÍA 2014*, FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA.

La solar fotovoltaica y la solar térmica combinadas cubrieron el 4,5% de la demanda en 2013. Comparativamente, la producción eólica, la cogeneración, la hidráulica adscrita al régimen especial y los residuos tienen una mejor relación producción/prima.

Todos estos factores afectaron de manera acusada al déficit de tarifa, el cual se analizará más adelante, y al aumento del precio del kWh. Por ello, la reforma del sector llevada a cabo en 2013 puso especial empeño en solucionar la situación de las primas al régimen especial.

### **Costes asociados a la industria nuclear**

#### *Moratoria nuclear*

La crisis del petróleo de 1973 junto con el alto grado de dependencia externa de España en términos energéticos justificaron el Plan Energético Nacional 1975-1985, el cual buscaba reducir el consumo de petróleo. Esto suponía la reducción de la participación de combustibles líquidos en la producción de energía eléctrica de un 38,8% en 1975 a un 7% en 1985. El gran beneficiario de esta estrategia sería la energía nuclear, la cual pasaría de una participación en la producción de electricidad en 1975 del 7,1% al 56% en 1985. En 1977, los Pactos de la Moncloa implicaron cambios en materia energética que culminaron un año más tarde en el Plan Energético Nacional 1978-1987. En él se reducía el programa nuclear a unas cifras más realistas: el 37,2% de la electricidad procedería de centrales nucleares en 1987. En 1983, el nuevo gobierno

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

socialista publica el nuevo Plan Energético Nacional 1983-1992, con el cual se buscaba reducir el peso nuclear a 7500MW instalados, 5000 menos que los contemplados en el Plan anterior.

Así, en 1984 se paralizaron las obras de 5 centrales en fase de construcción: Lemóniz I (930 MW) y II (930 MW) en Vizcaya, Valdecaballeros I (975 MW) y II (975 MW) en Badajoz y Trillo II (1041 MW) en Guadalajara, las cuales permanecieron en moratoria hasta el 30 de diciembre de 1994, día en el que se publica la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional que las paraliza definitivamente. Esto supuso la creación de una deuda de 4383 millones de euros con los titulares de los proyectos, la cual se saldaría según la disposición adicional séptima de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, mediante un porcentaje de la factura eléctrica. El plazo máximo para su completo pago sería de 25 años a partir del 20 de enero de 1995, es decir, el 20 de enero de 2020.

De este modo, la moratoria nuclear se define como un “coste con destino específico que satisfacen los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes a través del pago de la factura eléctrica.” El 26 de octubre de 2015 se saldó por completo el pago de la deuda, desapareciendo el cargo en concepto de moratoria nuclear de los peajes de acceso. En 2013 supusieron el 0,54% de los mismos.

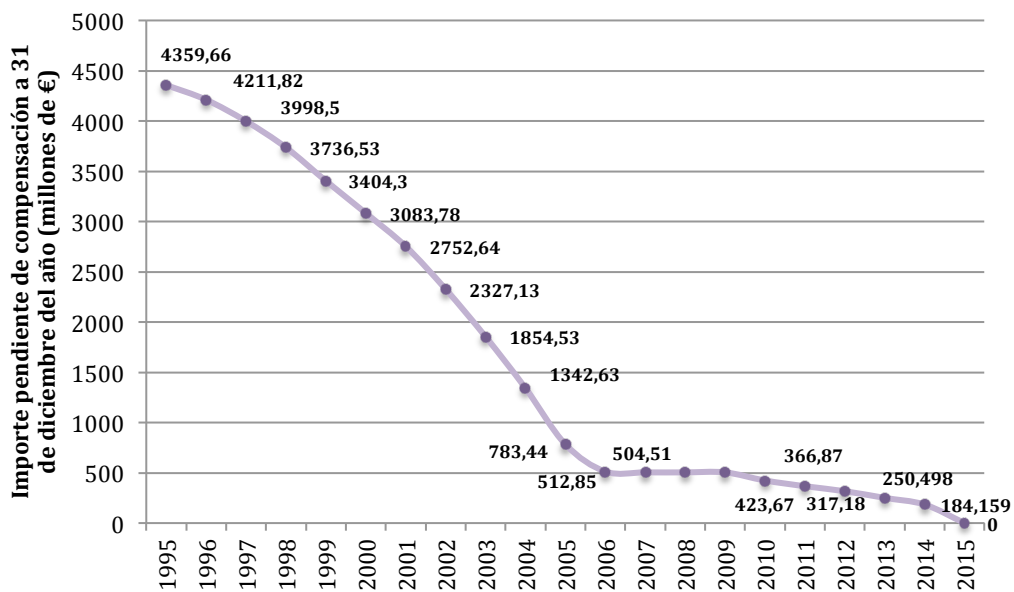


FIGURA 26 - EVOLUCIÓN DEL IMPORTE PENDIENTE DE COMPENSACIÓN EN CONCEPTO DE LA MORATORIA NUCLEAR.  
DATOS: CNMC

### *Stock básico del uranio*

El Plan Energético Nacional 1978-1987 preveía la constitución de un stock básico del uranio natural y enriquecido para asegurar el abastecimiento de combustible de la industria nuclear. El Real Decreto 2967/1979 de 7 de diciembre facultó a ENUSA (Empresa Nacional del Uranio, S.A.) para constituir dicho stock, de forma que pudiera participar en el mercado nacional e internacional. Dicho stock sería financiado por ENUSA y los costes de dicha financiación serían compensados con cargo a los ingresos por consumo de energía eléctrica, de acuerdo con la disposición adicional decimotercera del Real Decreto 2017/1997. El Real Decreto 1464/1999 modifica el Real Decreto anterior y establece que dicho stock se iría reduciendo hasta su total desaparición en el menor plazo posible y en todo caso antes del 31 de diciembre de 2005. Desde 2006 no aparece dicho cargo en los peajes de acceso.

### *Segunda parte del ciclo del combustible nuclear*

La Ley 25/1964, sobre Energía Nuclear, define residuo radiactivo como “cualquier material o producto de desecho para el que no está previsto ningún uso y que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de actividad superiores a los establecidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear”.

El Real Decreto 1522/1984 de 4 de julio constituyó ENRESA (Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A.), encargada de la gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible gastado y del desmantelamientos de las instalaciones nucleares. Corresponde al Gobierno el establecimiento de la política sobre gestión de los residuos radiactivos, mediante la aprobación del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR). Según la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, dicha gestión se realizaría con cargo al Fondo para la financiación del PGRR, el cual se nutre por un lado, a través de la facturación a las instalaciones generadoras de residuos radiactivos, mediante tarifas reguladas y por otro lado, con cargo a la tarifa eléctrica.

Así, el Real Decreto 2017/1997 define “Segunda parte del ciclo del combustible nuclear” como un “coste con destino específico que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes.” Se corresponde con el 0,001% sobre el peaje de acceso.

## **COSTES PERMANENTES**

### **Compensación insular y extrapeninsular**

El Sistema Eléctrico Español se compone del sistema eléctrico peninsular y otros dos sistemas con propiedades diferentes: los sistemas eléctricos insulares (Canarias y Baleares) y extrapeninsulares (Ceuta y Melilla). Su pequeño tamaño y la falta de conexión de estos con el sistema eléctrico supone un mayor coste de generación y menor estabilidad. El sistema de tarifas es único en toda España y sin embargo los costes en estos subsistemas es más elevado por diversos motivos:

- El tamaño medio de los grupos generadores que hay en los Sistema Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) es muy inferior al

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

peninsular y sin embargo el número es similar. Esto dificulta la posibilidad de lograr economías de escala, pero un mayor tamaño de central podría poner en riesgo la seguridad de suministro en caso de accidente. Sin embargo, en ocasiones, la limitación de emplazamientos obliga a concentrar la generación en una sola central.

Subsistema	Capacidad Instalada (MW)	Número de plantas	Tamaño medio de plantas (MW)
Melilla	94	8	12
Ceuta	98	10	10
La Palma	109	12	9
El Hierro	123	9	1
Tenerife	1056	23	46
Gomera	23	10	2
Gran Canaria	1033	21	49
Lanzarote-FV	399	24	16
Mallorca-Menorca	1944	32	61
Ibiza-Formentera	331	16	21
SEIEs	5099	165	31
Península	54692	190	336

FIGURA 27 - LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS NO PENINSULARES. FUENTE: CUADERNO DE LA ENERGÍA,42

- El tamaño de estos sistemas y las limitaciones en las materias primas disponibles limita a su vez las tecnologías de generación.
- Es necesario un nivel de reserva superior al necesario en el Peninsular para garantizar la seguridad de suministro.
- Debido al interés turístico de la mayoría de los subsistemas existen mayores directivas medioambientales. Además, la estacionalidad de la demanda propia de los destinos turísticos impone costes adicionales.

Así, para garantizar el acceso de todos los ciudadanos a una electricidad asequible sin discriminación geográfica y para asegurar la seguridad de suministro en dichos territorios se establece un modelo de retribución regulada y una compensación para la generación por los sobrecostes. Estos son financiados en parte por los Presupuestos Generales del Estado y en parte a cargo de la tarifa eléctrica mediante un porcentaje sobre el peaje de acceso. Desde 2009 la cobertura de dichos costes por los Presupuestos Generales del Estado ha pasado del 17% al 100% en 2014. Por tanto, desaparece el término en los peajes de acceso destinado a la compensación insular y extrapeninsular.

### **Costes del Operador del Sistema**

Red Eléctrica Española es el Operador del Sistema y su papel fundamental es el de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Entre sus funciones destacan prever el consumo, operar y supervisar en tiempo real las instalaciones de generación y gestionar la red de transporte y los servicios de ajuste. Hasta 2013, su retribución corría a cargo de los costes permanentes del Sistema incluidos en los peajes de acceso. A partir del 1 de marzo de 2013, de acuerdo con la Orden IET/221/2013 de 14 de febrero, la retribución del Operador del Sistema será asumida a partes iguales por el conjunto de los generadores en régimen ordinario y especial situados en territorio nacional y por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de carga que actúen en el ámbito geográfico nacional, mediante pagos mensuales que

dependen de la potencia disponible en el caso de los generadores y por cada MWh horario en caso de los comercializadores. La eliminación de la financiación del operador del sistema con cargo a los costes permanentes del sistema eléctrico se trata de una medida para contribuir a la reducción de costes del sistema eléctrico.

### **Costes del Operador del Mercado**

OMIE, Operador del Mercado, se encarga de la gestión del sistema de oferta de compra y venta de energía en los mercados diario e intradiario. Al igual que ocurrió con el Operador del Sistema, hasta 2013 su retribución corría a cargo de los costes permanentes del Sistema incluidos en los peajes de acceso. A partir del 1 de marzo de 2013, de acuerdo con la Orden IET/221/2013 de 14 de febrero, la retribución del Operador del sistema será asumida, por un lado, por los generadores que participen en el mercado tanto del régimen ordinario como del régimen especial en función de la potencia disponible, y por otro lado, por los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, como medida para reducir los costes del sistema eléctrico.

### **Costes de la Comisión Nacional de Energía**

La Comisión Nacional de la Energía era el órgano regulador de los sistemas energéticos creado por la Ley 34/1998 de 7 de Octubre y el Real Decreto 1339/1999. En 2013 se integró en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Mientras que la CNE se financiaba a través de tres tasas: a los hidrocarburos líquidos, los hidrocarburos gaseosos y una tercera a los sistemas eléctricos. Esta cuota con coste específico estaba incluida en los costes permanentes de los peajes de acceso. Sin embargo, la CNMC se financia a través de los Presupuestos Generales del Estado y por tanto, desde 2013 no aparece en dichos peajes el concepto de costes de la Comisión Nacional de la Energía.

### **Costes de transición a la competencia**

Durante el Marco Legal Estable (1988-1997) las tarifas que pagaban los consumidores debían cubrir todos los costes del Sistema Eléctrico. En el Real Decreto 1538/1987 se reconocieron unos gastos de inversión para cada una de las tecnologías de producción que debían recuperarse a largo plazo. Estos costes no habían sido pagados en su totalidad cuando entra en vigor la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Por ello, se introducen los llamados Costes de Transición a la Competencia (CTC) de forma que reflejaran aquellos costes que no iban a poder ser recuperados a causa del cambio de marco regulatorio, con la intención de garantizar la estabilidad financiera de las empresas eléctricas ante el proceso liberatorio que se iba a producir. Así, las empresas en cuestión percibirían, durante un periodo máximo de 10 años, una retribución fija que se definía como la diferencia entre el precio de mercado y un precio fijado de referencia. El Real Decreto-ley suprime los CTC por tratarse de “un mecanismo innecesario y distorsionador que requiere una urgente supresión” ya que influían notablemente en las estrategias de oferta, el cálculo de los mismos había quedado obsoleto y hacía que las instalaciones en cuestión presentasen un alto grado de amortización. Así, desaparecieron totalmente en 2010, como se puede observar en la siguiente figura:

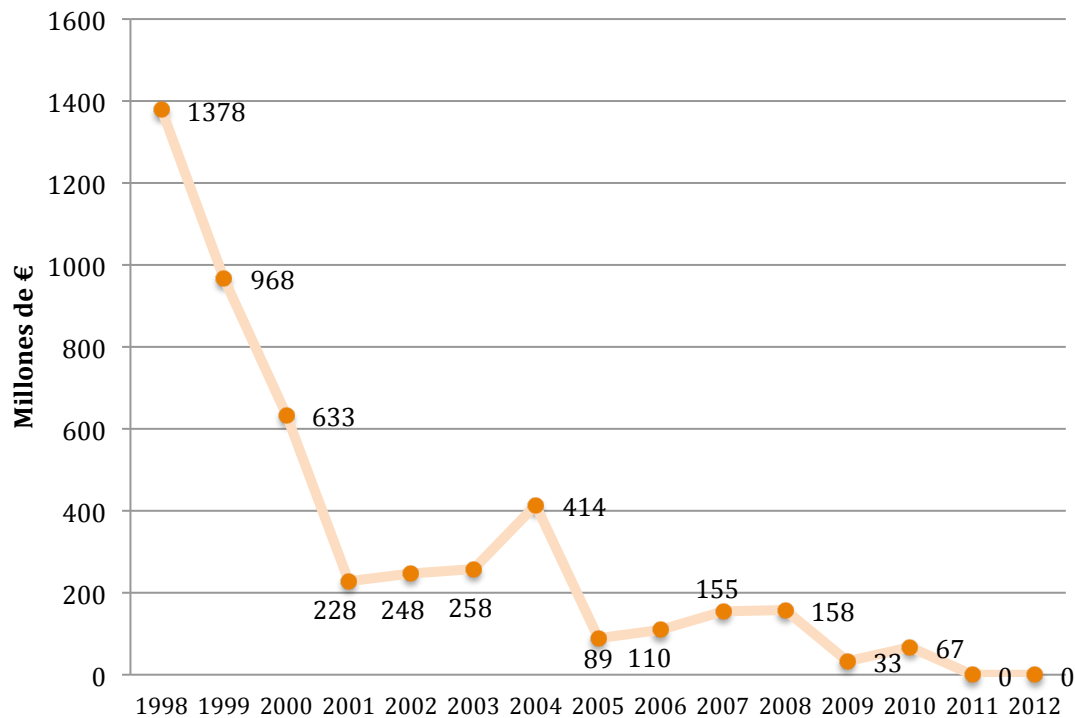


FIGURA 28 - EVOLUCIÓN DE LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA HASTA SU DESAPARICIÓN. DATOS: CNMC

#### COSTES ASOCIADOS AL DÉFICIT DE TARIFA

La liberalización del sector, iniciada con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, culminó el 1 de julio de 2009, fecha en la que deja de ser posible contratar el suministro con las empresas distribuidoras y los propios consumidores eligen libremente el precio de la electricidad entre los ofrecidos por las diferentes comercializadoras. Desde entonces son los peajes de acceso la principal fuente de ingresos del sistema y sirven para financiar las actividades reguladas y cubrir el resto de costes del sistema.

El Real Decreto 1432/2002 establece el desacoplamiento entre los costes incurridos y las tarifas. Se fijó una tasa de crecimiento máxima para las mismas mientras que los costes realmente incurridos estaban sujetos a las dinámicas de sus respectivos mercados. La evolución creciente de ciertos costes del sistema en la última década produjo que la recaudación de los peajes de acceso fijados por la Administración General del Estado no haya sido suficiente para cubrir los costes reales. Esto ha supuesto la aparición del llamado déficit de tarifa, que se define, por tanto, como la diferencia entre la cantidad total recaudada por las tarifas reguladas que fija la Administración y pagan los consumidores, y los costes reales asociados a dichas tarifas.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

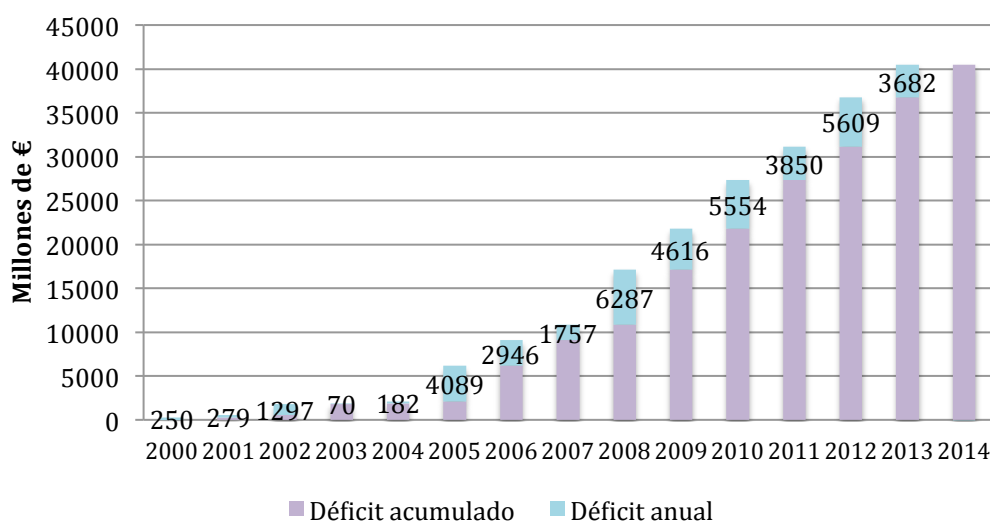


FIGURA 29 - EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT DE TARIFA DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL. IMPORTES ÍNTEGROS SIN AMORTIZACIÓN. FUENTE: CNMC

Como se puede observar, desde el año 2000, cada año se ha producido déficit en el sector eléctrico, sistemáticamente. En cuanto a las causas por las que los peajes de acceso han sido recurridamente inferiores a los costes que debían cubrir, se puede hablar de:

- Errores de estimación de costes por parte de la Administración.
- Crecimiento de los costes que se reconocen a las empresas generadoras a un ritmo más rápido que los ingresos que perciben.
- Estrategias económicas y políticas de los sucesivos Gobiernos – contener la inflación o el recibo de la luz.

De acuerdo con Eurostat, el precio de la electricidad antes de impuestos en España creció un 70% entre 2006 y 2011 – frente al 13% de media en la Zona Euro - y sin embargo el déficit tarifario siguió aumentando en torno a 5.000 millones anuales.

En este contexto, de entre los factores que han influido en la generación de déficit año tras año destacan:

- La diversidad de tecnologías de generación en el sistema con muy diferentes costes de generación frente a la homogeneidad en la retribución, pues todos los MW producidos se pagan al mismo precio. Esto a dado lugar a que para determinadas tecnologías el precio del mercado no coincida con el coste de generar la electricidad.
- La convivencia de tarifas reguladas por la Administración con tarifas de mercado.
- El crecimiento en la potencia instalada. Las centrales térmicas de ciclo combinado y las instalaciones eólicas y solares fotovoltaicas llevan sobrecostes asociados a su retribución (pagos por capacidad y primas al régimen especial)

La potencia instalada a 31 de diciembre de 2014 en España era de 108.133 MW. Para medir la capacidad del Sistema para cubrir la demanda eléctrica se utiliza el

llamado índice de cobertura. Éste se define como el cociente entre la suma de la potencia disponible de cada central de producción y la punta de demanda máxima.

$$I.C. = \frac{\sum \text{Potencia de generación disponible}}{\text{Potencia máxima demandada}}$$

El IC mínimo que garantiza el suministro de energía eléctrica es de 1,1. En España en 2014, éste IC mínimo fue de 1,4. Es decir, el Sector Eléctrico Español cuenta con más potencia instalada de la que estrictamente necesita para cubrir la demanda. En un Informe publicado por Red Eléctrica Española el 15 de diciembre de 2014, el Operador del Sistema evalúa, en todos los escenarios de crecimiento de demanda, que la potencia instalada supone un margen suficiente para cubrir la demanda punta prevista más una reserva de operación de 2000 MW hasta 2018. Únicamente a partir de 2020 se debería plantear el añadido de nuevas de centrales pues el I.C. mínimo podría bajar de 1,1.

Como se puede observar en la Figura 27, el crecimiento de la potencia instalada desde el año 2003 se debe principalmente al crecimiento de las instalaciones de ciclo combinado y en menor medida, al crecimiento de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas. Como ya se vio en el Capítulo 2, estos ciclos combinados rara vez ven sus ofertas casadas en el mercado debido a que sus costes variables son bastante elevados. Sin embargo, son esenciales a la hora de cubrir las puntas de demanda como complemento a la generación renovable, no gestionable. Así, por estar operativas cuando son requeridas por el Operador del Sistema reciben los ya mencionados pagos por capacidad, lo que permite a dichas centrales recuperar la inversión, a pesar de operar menos de 1.000 horas anuales. En enero de 2013 los pagos en este concepto alcanzaron los 7.504 millones de euros<sup>8</sup>. Del mismo modo, las primas al régimen especial, cómo ya se ha mencionado anteriormente, ha supuesto año tras año unos sobrecostes al sistema que la Administración no ha podido trasladar a los consumidores.

---

<sup>8</sup> Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

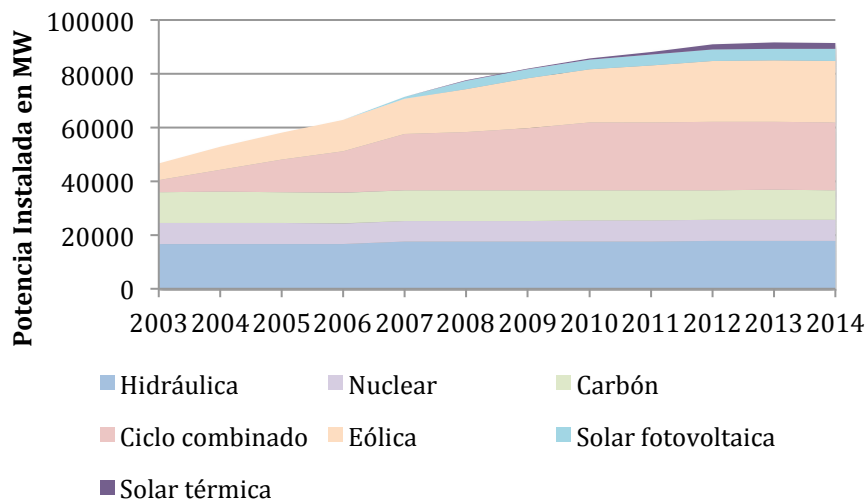


FIGURA 30 - EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN. DATOS: INFORMES ANUALES REE

En un primer momento el déficit de tarifa lo financian temporalmente las cinco principales empresas de generación de electricidad, convirtiéndose en una deuda del sistema eléctrico con las empresas que aportan dicha financiación. Se les garantiza el cobro de la misma a largo plazo mediante la tarifa eléctrica de modo que los pagos de las anualidades de los déficits de años anteriores son partidas a pagar con las tarifas de años posteriores. Para evitar que las eléctricas se endeudaran para financiar el déficit, desde el año 2003 se les permitió ceder el déficit a terceros, sin embargo, a medida que la cantidad acumulada iba aumentando, su colocación en mercados financieros se fue haciendo más difícil. Como solución, en 2007 la Comisión Nacional de la Energía (ahora CNMC) celebró tres subastas en un intento de traspasar la deuda a terceros que fracasó al únicamente colocarse 1.300 millones de euros, de los 2.700 que se subastaban. El Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, *por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social*, creó un mecanismo de financiación del déficit acumulado a través del Fondo de Titulación del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). FADE es el encargado de emitir, con el aval del Estado, los derechos de cobro relativos a los déficits tarifarios reconocidos a las empresas financiadoras y pendientes de ceder a terceros, así como los que se hayan generado hasta el 31 de diciembre de 2012.

Además, se fijaron unos límites anuales decrecientes al déficit con el objetivo de que se anulara en el año 2013. Sin embargo, se dieron una serie de circunstancias – caída de la demanda, incremento de la producción a partir de renovables primadas, reducción de los precios del mercado por delicada situación económica... - que provocaron un mayor desajuste ya que dificultaron trasladar los costes a los peajes de acceso. De este modo, los límites anuales máximos fijados resultaron ser insuficientes.

En el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, *de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo*, y el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, *por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico* se elevaron los límites máximos de déficit para 2010, 2011 y 2012, manteniendo el horizonte de desaparición del mismo en 2013, y se adoptaron

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

medidas para reducir determinadas partidas de costes del sistema, como las primas al régimen especial, y se intentó aumentar la recaudación mediante peajes a la generación.

El déficit de tarifa del Sector Eléctrico se convirtió en un problema estructural cuya eliminación resultaba imprescindible para garantizar la sostenibilidad económica del sistema, tanto de las anualidades como del déficit acumulado. Estos costes se consideran como costes de las actividades reguladas con destino específico que deberán satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. En 2013, a través de los peajes de acceso se recaudaron más de 2.300 millones de euros en concepto de anualidades del déficit – espaciadas generalmente 15 años - y 360 millones por exceso de déficit de años anteriores, mediante un cargo del 2,116% sobre el peaje de acceso.

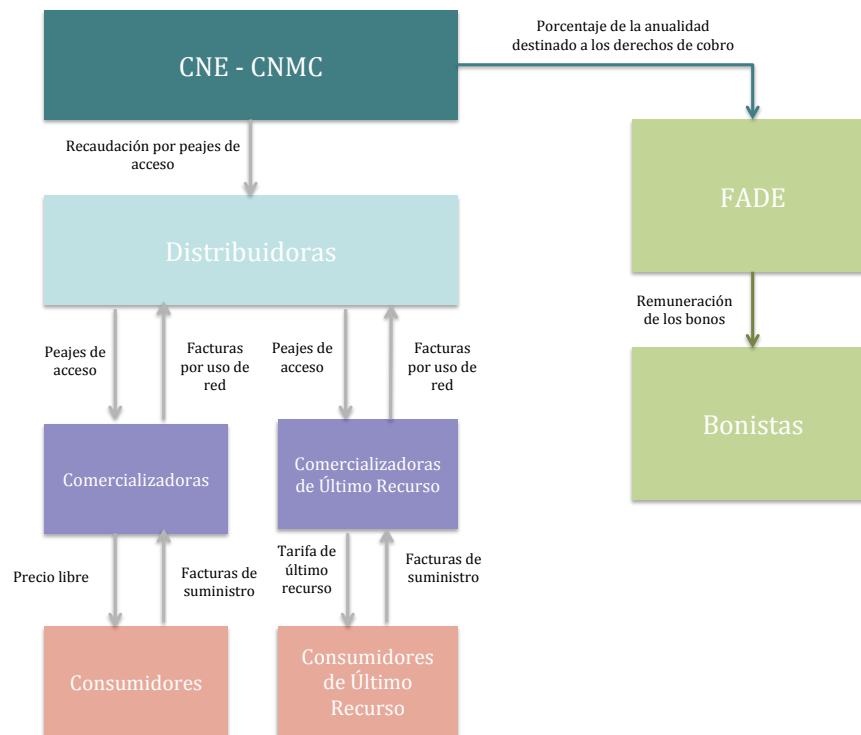


FIGURA 31 - FLUJOS DE PAGO DEL SISTEMA ELÉCTRICO. FUENTE: FADE

## OTROS COSTES REGULADOS

No todos los costes del sistema aparecen recogidos dentro de los peajes de acceso. Existen otros costes regulados cuya financiación se produce de forma diferente.

### AYUDAS A LA MINERÍA DEL CARBÓN

El carbón es el único combustible fósil presente en la Península Ibérica en cantidades susceptibles de explotación. Sin embargo, el carbón nacional tiene una serie de características que han dificultado su competitividad en el mercado. En primer lugar, sus procesos extractivos son costosos ya que la anchura de la veta es muy estrecha en las minas subterráneas, por lo que requiere mayor tiempo y maquinaria específica para su extracción. Un número muy notable de centrales térmicas de carbón carecen de sistema de depuración de los gases de combustión y sus emisiones superan los niveles establecidos por la Unión Europea. La presión global – protocolo de Kioto - y de la Unión Europea para reducir las emisiones requieren tecnologías de captura y tratamiento de los gases que permitan “limpiar” el carbón nacional.

Todas estas características junto con la aparición de nuevas tecnologías de generación más económicas y limpias han hecho que el sector esté en declive desde hace 25 años, alcanzándose un mínimo en el uso de carbón, tanto nacional como de importación, en 2010.

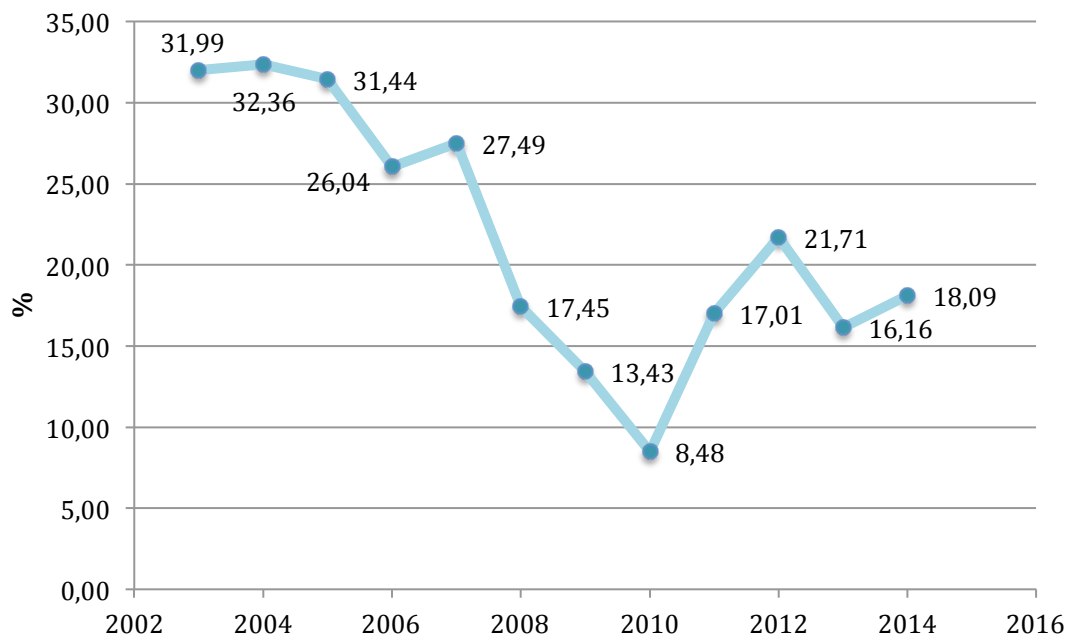


FIGURA 32 - EVOLUCIÓN DEL PORCENTAJE DE DEMANDA ANUAL CUBIERTA POR CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN.  
DATOS: REE.

El carbón nacional se encuentra en Asturias, Castilla y León, Aragón y en menor medida en Cataluña, Andalucía y Castilla-La Mancha. Algunas de estas regiones dependen enteramente de la minería del carbón por lo que su declive plantea serios problemas socioeconómicos. Además, existe una gran presión por parte de los propietarios de las minas para no perder su negocio. Todo esto, junto al hecho de que el

carbón nacional es junto a la nuclear, la hidráulica, la eólica y el resto de renovables, las únicas tecnologías de carácter autóctono que permiten reducir nuestra dependencia energética del exterior, motivó al Gobierno a fomentar el uso de carbón nacional mediante una serie de ayudas.

La industria del carbón había recibido ayudas estatales desde los años ochenta: el desarrollo del llamado Contrato Programa a principios de los noventa para empresas mineras, financiadas a través de los Presupuestos Generales del Estado; un recargo en la tarifa eléctrica en concepto de coste específico asociado a la minería del carbón como ayuda para aquellas empresas sin Contrato Programa; el Impuesto sobre Electricidad que sustituyó a éste recargo incorporado en 1997 por la Ley 66/1997 de Medidas Fiscales que suponía el 4,864% de la misma y se eliminó en diciembre de 1997... La Ley del Sector Eléctrico de 1997 introdujo los ya mencionados Costes de Transición a la Competencia (CTC) que incluían un importe por consumo de carbón autóctono. El Real Decreto 2020/1997 estableció un régimen de ayudas regresivas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras, y establece que las empresas de escasa viabilidad reducirían su producción.

El Plan del Carbón 2006-2012 buscaba “encauzar el proceso de ordenación de la minería del carbón, teniendo en cuenta aspectos sociales y regionales, derivados de la misma, así como la necesidad de mantener una determinada producción de carbón autóctono que permita garantizar el acceso a las reservas” No sólo buscaba proporcionar ayuda estatal a un sector económico, también contemplaba de forma destacada el desarrollo rural y la transición de las comarcas con alta dependencia social y económica de la minería.

El mínimo consumo de carbón alcanzado en 2010 motivó la elaboración de un Proyecto de Real Decreto por el que se crea el llamado “procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro” por el que se modifican los programas de entrega de energía de forma que se retire la producción casada correspondiente a determinadas unidades térmicas para introducir la producción térmica de aquellas centrales que utilicen carbón autóctono como combustible que hayan sido habilitadas como proveedoras de este servicio, para asegurar la venta de las cantidades de carbón previstas en el Plan Nacional 2006-2012. Estas centrales recibirán, además del precio de casación, una retribución regulada. Del mismo modo, las unidades retiradas reciben una serie de pagos, por lo que el mecanismo supone un sobre coste directo para el consumidor que contribuye a su financiación a través de los pagos por capacidad.

La justificación de este mecanismo fue la fiabilidad que aportan al sistema las centrales que utilizan carbón autóctono por su carácter gestionable, además de evitar la desaparición de la generación nacional con carbón en el corto plazo. En cualquier caso, de acuerdo con el artículo 25 de la Ley del Sector Eléctrico de 1997, el total de energía primaria a partir de este combustible no podría superar el 15% del total de la energía primaria demandada por el mercado nacional.

La Decisión 2010/787/UE del Consejo de la Unión Europea, de 10 de diciembre de 2010 establece que cada estado miembro debía presentar un Plan de Cierre para autorización de la Comisión Europea en el que se incluyan todas aquellas unidades de producción que por su escasa competitividad tiene previsto abandonar la actividad antes

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

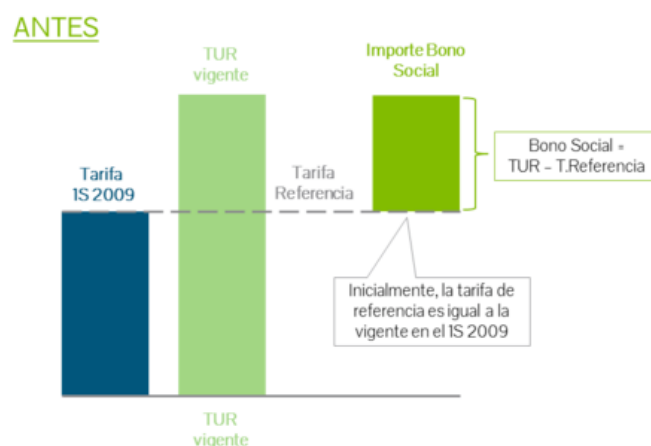
del 31 de diciembre de 2018. Así, se alarga hasta 2018 el plazo durante el cual dichas centrales podrán recibir ayudas siempre y cuando el cierre de la explotación se realice dentro del plazo. En caso contrario, deberán devolver todas las ayudas recibidas entre 2011 y 2018.

En este contexto, sindicatos, empresarios y Ministerio de Industria acordaron el Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras 2013-2018 en el que se definen distintas líneas de ayudas.

- Ayudas al cierre
- Ayudas por costes excepcionales
  - Ayudas de carácter social destinadas a financiar procesos de reducción de plantilla de unidades de producción de carbón que cierran
  - Ayudas de carácter excepcional dirigidas a cubrir costes de cierre de las unidades de producción y mitigación del impacto medioambiental producido por los cierres
- Ayudas de impulso económico a las comarcas mineras con el fin de generar actividades económicas alternativas.

**FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL**

El Real Decreto-Ley 6/2009 de 30 abril aprobó el bono social, un mecanismo de protección para consumidores vulnerables ante la liberalización del mercado por el que se congela la tarifa eléctrica vigente a la entrada en funcionamiento de la Tarifa de Último Recurso (1 de julio de 2009). Así, el bono social cubriría la diferencia entre el valor de la TUR y dicha tarifa, llamada tarifa reducida. Tras la cancelación de las Subastas CESUR por sus resultados anómalos, cómo ya se ha mencionado, la Ley 24/2013 de 26 de diciembre de 2013 y el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo introdujeron el llamado Precio Voluntario al Pequeño Consumidor y su procedimiento de cálculo. Así, se modifica también el bono social que pasa a cubrir el 25% del PVPC.



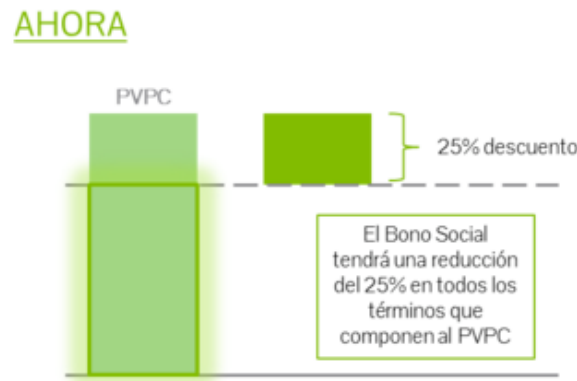


FIGURA 33 - FINANCIACIÓN BONO SOCIAL. FUENTE: ENERGÍAYSOCIEDAD.ES

Los consumidores con derecho a percibir el bono social serían los que, acogidos a la TUR, además, pertenezcan a uno de los siguientes grupos:

- Los clientes domésticos con una potencia contratada inferior a 3kW
- Los pensionistas con prestaciones mínimas
- Las familias numerosas
- Las familias en las que todos sus integrantes se encuentren en situación de desempleo.

El Real Decreto-ley 6/2009 estableció que la financiación de este mecanismo fuera asumida por algunas empresas titulares de generación del sistema eléctrico español, cuyas cuotas de aportación aparecen en la siguiente tabla:

Empresa	Cuota (%)
Endesa Generación, S.A.	36,77
Iberdrola Generación, S.A.	34,99
Gas Natural SDG, S.A.	3,54
Unión Fenosa Generación, S.A.	10
Hidroeléctrica del Cantábrico	3,53
E.ON Generación S.L.	2,25
AES Cartagena S.R.L.	2,07
Bizkaia Energía S.L.	1,42
Castelnou Energía S.L.	1,58
Nueva Generadora del Sur, S.A.	1,62
Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.	1,42
Tarragona Power, S.L.	0,81
	100

FIGURA 34 - FINANCIACIÓN DEL BONO SOCIAL. FUENTE: REAL DECRETO-LEY 6/2009

Ante esta distribución, Iberdrola recurrió el método establecido para la financiación del bono social ante el Supremo al considerarla “discriminatoria” ya que impone toda la carga al sector de la generación. En 2012, el Tribunal Supremo declaró inaplicable estas medidas y reconoció a Iberdrola el derecho a que se le integren los pagos ya realizados en este concepto. Hasta definir un nuevo sistema de financiación, los costes asociados a la financiación del bono social se incluyeron en los peajes de acceso. El Real Decreto-ley 9/2013 establece que deberán ser las matrices de las

sociedades verticalmente integradas en las actividades del sector eléctrico quienes asuman su coste – es decir, aquellas que realicen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica - cuyo reparto se realizará en función del número de suministros conectados a las redes de distribución y al número de clientes a los que suministra la actividad comercial. La Ley 24/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico vuelve a revisar y a precisar la financiación del bono social, como se verá más adelante.

### 3. OTROS PAGOS EN LA FACTURA ELÉCTRICA

A la suma de la componente de mercado y de la componente regulada deben añadirse otros pagos para obtener el precio final que pagará un consumidor.

#### MARGEN COMERCIAL

La recaudación del margen comercial permite a los comercializadores gestionar el proceso de atención, facturación y cobro a los clientes, más otros procesos relacionados con la actividad de comercialización, como la gestión del bono social y, además, tener un margen de beneficio razonable para la actividad.

#### ALQUILER DE EQUIPOS DE MEDIDA

La legislación española permite que el contador sea propiedad de consumidor o lo alquile, siendo la opción más común alquilarlo a la compañía distribuidora. La empresa comercializadora emite la factura eléctrica con un cargo en concepto de alquiler del contador y a su vez la distribuidora factura a la comercializadora. Cada punto de suministro de electricidad en España tiene un contador instalado. Estos contadores varían en función de la tipología del punto de medida y del consumidor según las categorías descritas en el Real Decreto 1110/2007:

Puntos de medida de **tipo 1**:

- a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o superior a 10 MW.
- b) Puntos situados en las fronteras de generación cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 12 MVA.
- c) Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 5 GWh.

Puntos de medida de **tipo 2**: aquellos que no pudiendo clasificarse como tipo 1 sean:

- a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea superior a 450 kW.
- b) Puntos situados en las fronteras de generación, cuya potencia aparente nominal sea igual o superior a 450 kVA.
- c) Puntos situados en cualquier otra frontera cuya energía intercambiada anual sea igual o superior a 750 MWh.

Puntos de medida de **tipo 3**: aquellos que no puedan clasificarse en otra categoría.

Puntos de medida **tipo 4**: los puntos situados en las fronteras de clientes, cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.

Puntos de medida **tipo 5**:

- a) Puntos situados en las fronteras de clientes cuya potencia contratada en cualquier periodo sea igual o inferior a 15 kW.

b) Puntos situados en las fronteras de instalaciones de generación cuya potencia nominal sea igual o inferior a 15 kVA.

Cerca del 95% de los puntos de suministro cuentan con un contador de Tipo 5

La Orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre presenta un plan de sustitución de equipos de medida por el que se pretende sustituir todos los contadores de Tipos 4 y 5 por contadores con discriminación horaria y telegestión antes de 31 de diciembre de 2018. Como se verá más adelante, la Ley del Sector de 2013 introduce una nueva metodología de cálculo del precio de la electricidad en el que se aplican los precios horarios del mercado mayorista. Para ello es imprescindible la renovación de los contadores ya que estos requerirán 24 señales al día. Hasta la sustitución total, se aplicarán de forma transitoria unos perfiles de consumo estimados por Red Eléctrica Española.

Como se puede observar en la siguiente tabla, a 31 de diciembre de 2014 únicamente el 36,38% de los contadores de Tipo 5 tenían capacidad de telemedida y telegestión, es decir, la capacidad de leer el contador a distancia, discriminar las lecturas y obtener curvas horarias que reflejen el consumo y además, estaban efectivamente integrados en los sistemas de telegestión.

<b>Nº de contadores sustituidos</b>	11.912.376	42,5 %
<b>Nº de contadores sustituidos e integrados en los sistemas de telegestión</b>	10.194.341	36,38%
<b>Nº total de clientes Tipo 5</b>	28.018.866	100%

FIGURA 35 - PROCESO DE SUSTITUCIÓN DE LOS CONTADORES TRADICIONALES POR CONTADORES INTELIGENTES.

FUENTE:CNMC

Mediante el Real Decreto 1483/2001 de 27 de diciembre, se estableció el porcentaje del 1,125% como precio máximo de alquiler del precio medio del aparato que se trate. El periodo de amortización contemplado es de 7,4 años, aunque a partir de ese tiempo se continua pagando la misma cantidad por el alquiler del contador. De acuerdo con el *Informe sobre el precio del alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y posibilidad de telegestión Tipo 5* de la CNMC:

- Los consumidores con potencias contratadas de hasta 15kW cuando tengan alquilado un contador analógico sin discriminación horaria y sin telegestión pagarán 0.54 €/mes
- Un consumidor doméstico con contador electrónico monofásico con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión pagará 0.81 €/mes
- Un consumidor doméstico con contador electrónico trifásico con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión pagará 1.15 €/mes

## **IMPUESTOS DE LA FACTURA ELÉCTRICA**

### IMPUESTO ESPECIAL SOBRE LA ELECTRICIDAD

Este impuesto fue incorporado a los impuestos especiales por la Ley 66/1997 de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social y tiene como objetivo principal la obtención de los ingresos necesarios para compensar la eliminación del cargo sobre la factura eléctrica en concepto de ayudas a la minería del carbón, que hasta el 31 de diciembre de 1997 estuvo en vigor y que representaba el 4,864% del importe facturado sin IVA. El tipo impositivo del impuesto es, por lo tanto, del 4,864%. La base imponible del impuesto está constituida por el resultado de multiplicar por el factor  $(100/100-4,864)=1,05113$  el importe correspondiente al coste de la energía, los peajes de acceso y el margen comercial, es decir los conceptos relacionados con el suministro de electricidad. Aunque en su origen el impuesto eléctrico tenía un destino específico, actualmente no lo tiene.

### IVA

El tipo impositivo de esta impuesto es del 21%, y la base imponible se corresponde con la suma de todos los conceptos incluidos en la factura, incluido el Impuesto sobre la Electricidad

## **4. LIQUIDACIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO EN 2013**

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo es el agente responsable de efectuar las liquidaciones de las actividades reguladas en el sistema eléctrico español. Los comercializadores y los consumidores directos en el mercado abonan al distribuidor los peajes de acceso correspondientes, destinados a cubrir costes muy diversos, y otros pagos añadidos en la factura eléctrica. Así, igualmente, los generadores abonan a transportistas y distribuidores las cantidades resultantes de la aplicación de los peajes de acceso de las instalaciones de generación. Transportistas y distribuidores entregan las cantidades recaudadas al Ministerio el cual abona los denominados costes con destino específico y los complementos a las instalaciones de producción en régimen especial.

Se ajusta con Red Eléctrica de España el saldo de ingresos y cobros que ha realizado como Operador del Sistema (pagos por capacidad, incentivo a la inversión y disponibilidad a centrales de generación, y complemento retributivo a las centrales de carbón nacional por el proceso de restricciones por garantía de suministro, pagos por interrumpibilidad a los grandes consumidores, ajustes de los intercambios de energía internacionales y saldos de pérdidas en la red). Se abona la retribución de las actividades reguladas (transporte y distribución) y las anualidades para amortización de los déficits al FADE y otras entidades financiadoras. Finalmente, se abonan otros costes regulados, tales como bono social, desvíos de los sobrecostes extrapeninsulares, etc.

El saldo pendiente (positivo o negativo) sirve para ajustar el déficit (reducirlo o aumentarlo) y es abonado por las empresas eléctricas obligadas a financiarlo.

## 5. CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A modo de resumen y de acuerdo con lo expuesto anteriormente, el precio final de la electricidad en 2013 se puede desglosar de la siguiente forma:

COMPONENTE DE MERCADO	Mercado diario
	Mercado intradiario
	Pagos por capacidad
	Sobrecostes por restricciones técnicas
	Sobrecostes por servicios complementarios
	Gestión de desvíos
COMPONENTE REGULADA Peajes de acceso	Costes de transporte
	Costes de distribución y gestión comercial
	Servicio de interrumpibilidad
	Primas al régimen especial
	Moratoria nuclear
	Tasa CNMC
	Compensación insular y extrapeninsular
	Segunda parte del ciclo de combustible nuclear
OTROS PAGOS	Costes asociados al déficit de tarifa
	Margen comercial
	Alquiler de equipos de medida
	Impuestos
	Bono social

Así, la componente de mercado se compone del precio obtenido por la casación de las curvas entre la oferta y la demanda en el mercado diario, al que se añaden los sobrecostes debidos a los servicios de ajuste (el mercado de restricciones y el mercado intradiario), los sobrecostes debidos a los procesos del Operador del Sistema (servicios complementarios y gestión de desvíos) y finalmente los pagos por capacidad. Este precio es el correspondiente a la energía eléctrica antes de entrar a las redes de distribución y transporte – en barras de central – y es lo que conocemos como componente de mercado del precio final que pagará el consumidor.

Los siguientes gráficos muestran los diferentes conceptos que conformaban el precio anual medio en 2013 para un consumidor que acudiera al mercado libre y su evolución hasta el mismo año.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

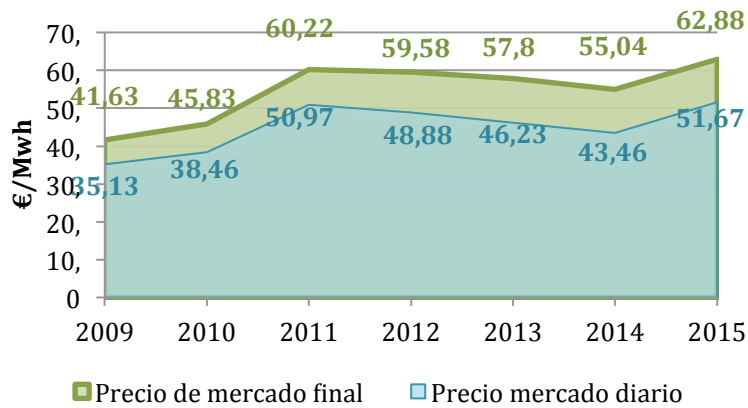


FIGURA 36 - PRECIO ANUAL MEDIO DEL MERCADO DIARIO Y LA COMPONENTE DE MERCADO DEL PRECIO FINAL. DATOS: OMIE

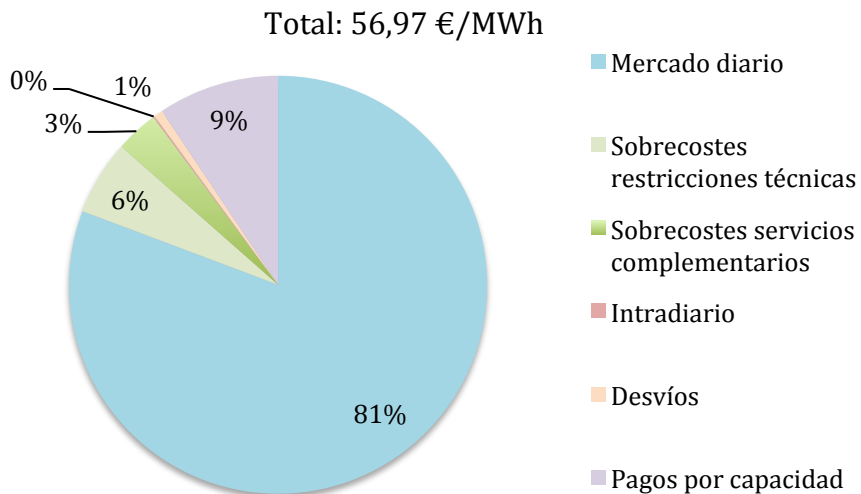


FIGURA 37 - DESGLOSE DEL PRECIO DE MERCADO MEDIO ANUAL EN 2013. DATOS: ESIOS.REE

Por su parte, la componente regulada en 2013 se limitaba a los peajes de acceso los cuales a su vez se utilizaron para cubrir la retribución al transporte y a la distribución, el servicio de interrumpibilidad, las primas al régimen especial, los costes asociados a la industria nuclear, los costes de la CNMC, la compensación insular y extrapeninsular y el déficit de tarifa. Además, junto con otros ingresos e impuestos se cubrieron otros costes como el bono social.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

Según datos de la CNMC en la liquidación provisional 14/2013, la liquidación de los peajes de acceso se puede resumir de la siguiente manera:

INGRESOS	Miles de €
<b>Peajes de acceso</b>	13889936
<b>Peajes de acceso de productores de energía</b>	137497
<b>Otros ingresos Orden ITC/1659/2009</b>	34219
<b>Regularización ejercicios anteriores</b>	11206
<b>Ingresos Ley 15/2012</b>	2615722
<b>Ingresos subastas CO2</b>	373178
<b>Otros</b>	630763
<b>Total</b>	17692521
<b>COSTES</b>	
<b>Primas al régimen especial</b>	9200776
<b>Corrección de medidas</b>	16285
<b>Tasa CNMC</b>	20076
<b>Moratoria Nuclear</b>	71553
<b>Plan Gral. Residuos Radiactivos</b>	133
<b>Costes asociados al déficit 2005</b>	280396
<b>Transporte</b>	1604385
<b>Distribución y gestión comercial</b>	5023702
<b>Bono social</b>	200806
<b>Compensación insular y extrapeninsular</b>	1806000
<b>Desajustes ingresos años anteriores</b>	348671
<b>Anualidad FADE y subasta déficit</b>	2036517
<b>Sistema interrumpibilidad y calidad del servicio</b>	751546
<b>Diferencias (pérdidas, sistema pagos por capacidad, etc.)</b>	-480542
<b>Total</b>	20880304
<b>Balance (Ingresos - Costes)</b>	-3187783

FIGURA 38 - LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 14/2013 DEL SECTOR ELÉCTRICO. DATOS: CNMC

A finales de 2013, el déficit tarifario sumó más de 3.000 millones de euros de forma que el total acumulado alcanzó los 26.000 millones. Se ha podido observar cómo los principales costes del sistema son las primas al régimen especial, suponiendo en torno al 40 % de los mismos, seguidas de los costes de distribución y gestión comercial (24%), los costes asociados al déficit (11%), la retribución al transporte (7%) y la compensación insular y extrapeninsular. (8%).

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

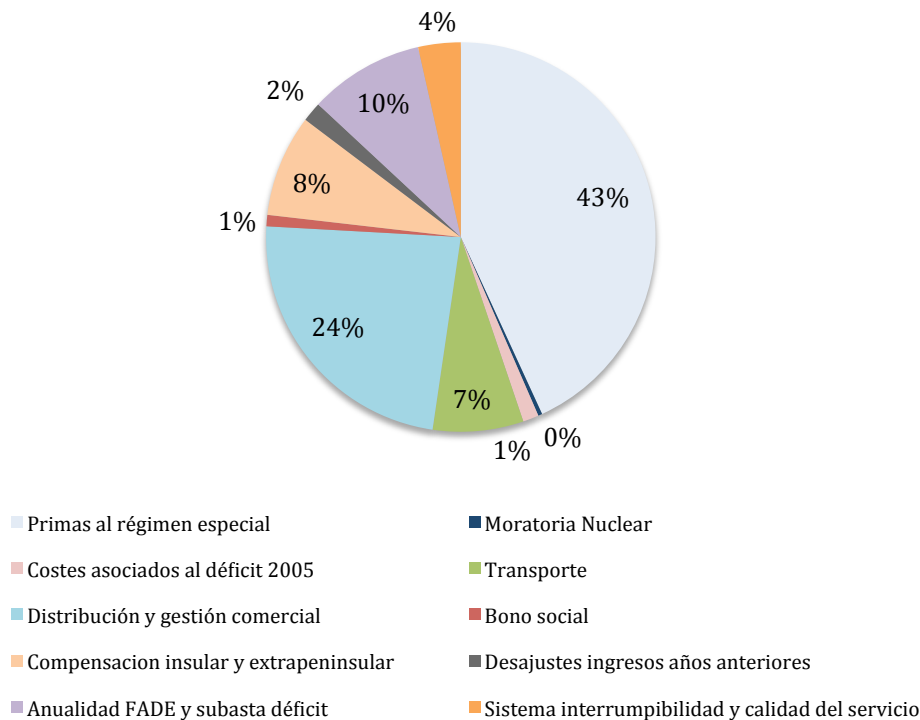
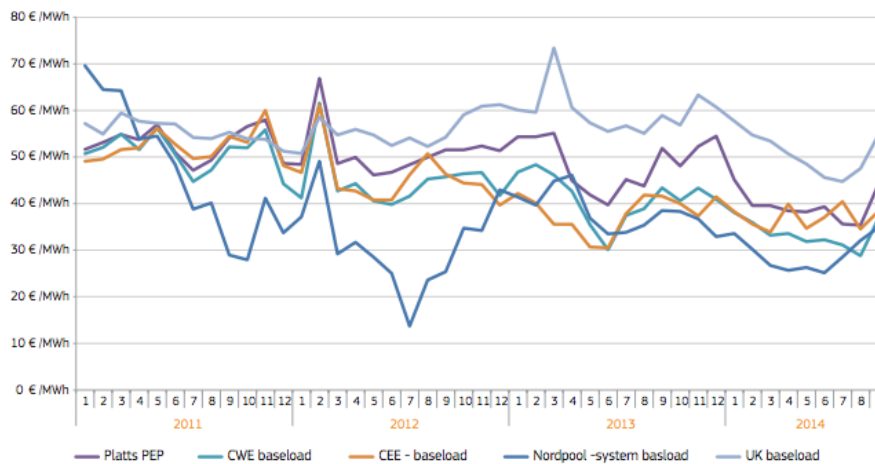


FIGURA 39 - DESGLOSE COSTES DEL SISTEMA. LIQUIDACIÓN 2013. DATOS: CNMC

Como podemos ver en los gráficos, el crecimiento del precio del mercado diario no varía de forma especialmente acusada con respecto a los precios de los demás mercados europeos. Por otro lado, el porcentaje correspondiente a los sobrecostes para garantizar el suministro – y en concreto los pagos por capacidad – ha aumentado en mayor proporción que la propia componente de mercado. Aún así, aunque los sobrecostes debidos al mantenimiento de la garantía de suministro hayan contribuido ligeramente, el hecho de que los precios mayoristas hasta 2013 se encontrasen en el entorno de las economías europeas nos permite pensar que la causa de los elevados precios se encontraba, en su mayor parte, en su componente regulada.



**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

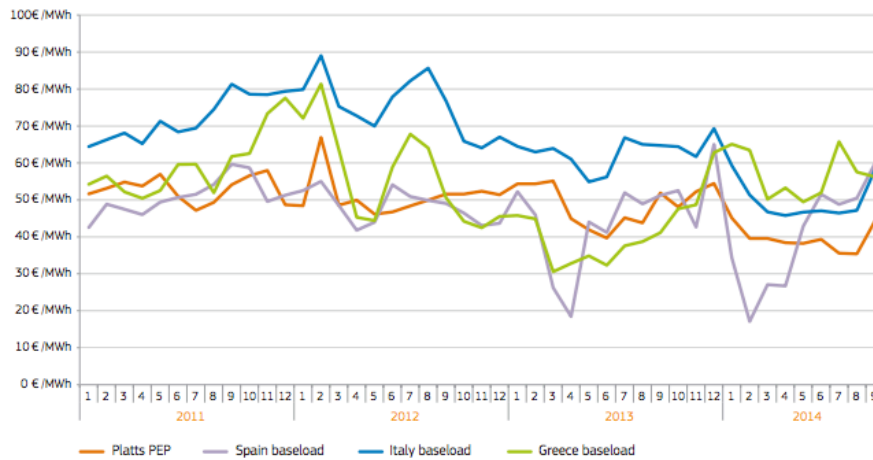


FIGURA 40 - COMPARACIÓN ENTRE PRECIO DE REFERENCIA DE LOS PRINCIPALES MERCADOS EUROPEOS. DATOS: PLATTS.COM

Cómo se ha visto en apartados anteriores, el crecimiento de los costes asociados al déficit y de las primas al régimen especial se ha producido principalmente en los últimos 10 años. En el siguiente gráfico podemos observar cómo, efectivamente, el precio de la componente de mercado se ha mantenido esencialmente constante, mientras que los costes de la red y los impuestos han aumentado significativamente.

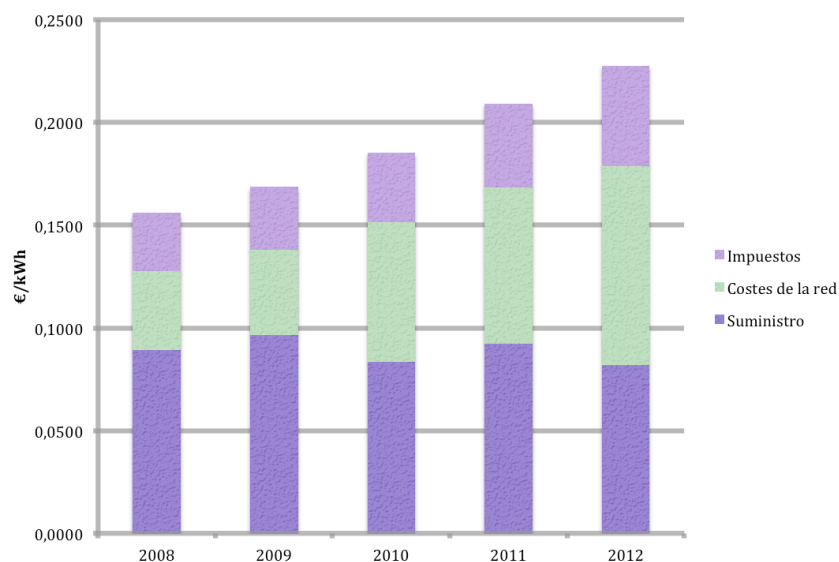


FIGURA 41 - EVOLUCIÓN DE LAS COMPONENTES DEL PRECIO DE 1 KWH. DATOS: EUROSTAT

Entre los componentes del precio que más han crecido en los últimos años destacan las primas al régimen especial. El primer marco regulatorio que las introdujo primaba sobre la potencia instalada sin tener en cuenta la generación real de las instalaciones. Más tarde se modificó el sistema de primas de forma que se retribuiesen en función de la energía producida pero no se establecieron límites de producción. Esto, unido a las altas cantidades estipuladas para algunas tecnologías y la falta de control de la Administración Central, debido al reparto de competencias con la Comunidades Autónomas, produjo un crecimiento de las instalaciones de régimen especial muy por encima de lo previsto. Del mismo modo, la acumulación de déficit tarifario ha supuesto también un coste extra para el consumidor final. Dentro de la componente de mercado, destacan los pagos por capacidad, los cuales suponen un 9% de la componente de mercado, los cuales tienen como objetivo garantizar la disponibilidad de potencia para asegurar el suministro.

Otros sobrecostes en los que se han incurrido se han derivado de decisiones políticas y no técnicas. Un ejemplo de ello es la moratoria nuclear, en la que no se consideró el tiempo y la inversión necesaria. Del mismo modo, el carbón nacional recibe una ayudas suplementarias debido a lo caro de la extracción – las vetas son estrechas y se encuentran a gran profundidad -, su poder calorífico es bajo y requieren de sistema de depuración de gases para poder satisfacer los estándares de emisiones establecidos por la UE.

Así, se puede concluir que el aumento del precio de la electricidad en España y del mismo modo, la acumulación de déficit tarifario, se deben principalmente al hecho de que el Sistema Eléctrico Español tiene una serie de sobrecostes que no resultan directos de la explotación del mismo. En este contexto, la Ley del Sector Eléctrico promulgada en 2013, que se analizará en el Capítulo 4, buscaba responder de forma urgente a la coyuntura de desajuste existente en el Sistema.



## **CAPÍTULO 4: LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO**

El 27 de diciembre de 2013 se publicó en el BOE la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Como se indica en el propio texto, la norma aparece en un contexto de “continuos cambios normativos que han supuesto una importante distorsión en el funcionamiento del sistema eléctrico, y que es necesario corregir con una actuación del legislador que aporte la estabilidad regulatoria que la actividad eléctrica necesita”. Como recoge su Preámbulo, su finalidad básica sería “establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna”. La nueva Ley del Sector deroga casi en su totalidad la Ley 54/1997, quedando vigentes únicamente las disposiciones adicionales:

- Sexta, sobre el fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos
- Séptima, sobre la paralización de centrales nucleares en moratoria
- Vigesimoprimera, sobre la suficiencia de los peajes de acceso y desajuste de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico
- Vigesimotercera, sobre las sociedades filiales de Red Eléctrica Corporación, S.A.

La reforma del sector se completa con otras normas entre las que cabe destacar:

- El Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica
- El Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica
- El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- El Real Decreto 900/2015 de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Proyecto de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción eléctrica

La Ley 24/2013 es más extensa que la anterior, pues en cierto modo su objetivo ha sido cubrir las lagunas que se han ido observando desde 1997. Así, en los siguientes apartados se recogen las principales novedades introducidas por la Ley que afectan al coste y el precio de la electricidad en España.

## 1. SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Se entiende por tal principio la capacidad del sistema eléctrico para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, de manera que, por una parte, los ingresos del sistema sean suficientes para satisfacer la totalidad de los costes, y, por otra, se autoimpone que toda medida normativa en relación con el sector eléctrico que suponga un incremento de costes o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento de ingresos que asegure el equilibrio del sistema. Aquellos sobrecostes generados por normativas autonómicas o locales deberán ser asumidos por éstas. Además, los desajustes por déficit de ingresos de un ejercicio, si los hubiera, no podrán superar el 2% de los ingresos estimados para el sistema y, la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. En cuanto a los superávits de ingresos que pudieran resultar, se destinarán a compensar los desajustes de años anteriores y mientras exista deuda pendiente, los peajes de acceso no podrán ser revisados a la baja.

Se clarifica la jurisdicción de la Administración General del Estado y se establecen de manera concreta sus competencias para la regulación del sector y para otorgar o revocar el régimen retributivo específico, que se explicará más adelante. Se mantiene el sistema de financiación de los costes del sistema a cargo de los consumidores mediante los peajes de acceso. El resto de cargos se cubrirán mediante otros instrumentos financieros o excepcionalmente a cargo de los Presupuestos Generales del Estado.

## 2. PRECIO VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR (PVPC)

Desde el 1 de abril de 2014, la Tarifa de Último Recurso paso a ser sustituida por el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Como ya se vio en el Capítulo 3, ciertas “condiciones atípicas” pusieron de manifiesto que las subastas CESUR podían no ser el procedimiento más adecuado para determinar el precio de la tarifa regulada y se suspendieron. En estas circunstancias, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo puso en marcha el PVPC previsto en la Ley 24/2013, estableciendo un modelo de transición para el primer trimestre de 2014 hasta el pleno establecimiento del PVPC mediante el RD 216/2014 de 28 de marzo, *por el que se establece la metodología de cálculo de los previos voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.*

En él se precisan los requisitos que deben cumplir los consumidores para poder acogerse al PVPC, los mismos que para la TUR: estar conectados en baja tensión (<1kV) y tener una potencia contratada inferior o igual a 10kW. Los COR (antes CUR) también se mantienen. La estructura del PVPC se calcula mediante la suma de los mismos términos básicos que en la TUR: coste de la energía, fijado por el mercado y peajes de acceso, fijados administrativamente. La principal diferencia reside en la determinación del coste de producción de energía eléctrica que se realiza con base al precio horario del mercado diario y por tanto se facturará en base a los consumos horarios. Esto solo es posible si los consumidores están dotados de equipos de medida con capacidad para telemedida integrados en los sistemas de telegestión. La Orden ITC/3860/2007 de 28 de diciembre presenta un plan de sustitución de equipos de

medida por el que se pretende sustituir todos los contadores de hasta 15kW de potencia contratada por contadores con discriminación horaria y telegestión antes de 31 de diciembre de 2018. Hasta la sustitución total, se aplicarán de forma transitoria unos perfiles de consumo estimados por Red Eléctrica Española.

Así, se pasa de un modelo en el que el precio de la electricidad se conocía con antelación (a través de las subastas CESUR) fijándose un precio trimestral, a un sistema con base en el precio horario del mercado diario. El método anterior implicaba un coste que ahora con el PVPC desaparece pero sin embargo los consumidores no están protegidos frente a la volatilidad del precio. Como alternativa a esta incertidumbre, el consumidor con derecho a PVPC también puede contratar con un COR un precio fijo anual establecido por éste.

Por otro lado, la Ley reserva la denominación TUR para un valor base que será la tarifa aplicada a los consumidores considerados vulnerables. La diferencia entre ésta y el PVPC se financiará mediante el bono social.

### 3. AUTOCONSUMO

La Ley 24/2013 introduce como novedad una regulación detallada del autoconsumo de electricidad. Según el artículo 9 de la misma, se entenderá como autoconsumo “el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.”

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, *por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, establece que, para garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto, las instalaciones de autoconsumo conectadas a dicho sistema deben contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema de la misma forma que el resto de consumidores. Así, un autoconsumidor aislado del sistema eléctrico no asumirá ningún coste del sistema eléctrico mientras que uno que se encuentre total o parcialmente conectado a la red deberá contribuir a la financiación de los costes del sistema mediante el pago de los pajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

La norma recibió una gran oposición por parte de numerosos agentes del sector eléctrico – la CNMC, sindicatos, grupos ecologistas, asociaciones de consumidores, empresas de renovables, partido políticos e incluso el Parlamento Europeo – argumentando que las condiciones implantadas son excesivas y buscan disuadir del autoconsumo eléctrico a los consumidores.

#### 4. REFORMA FISCAL

La aportación del sector eléctrico alcanza el 2% de PIB, y el 4% si añadimos el efecto indirecto de las industrias que dependen de las actividades del sector. De ahí la importancia de su contribución económica al bienestar social a través de la fiscalidad.

Enmarcada en la reforma del sector, la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, *de medidas fiscales para la sostenibilidad energética* introdujo nuevos impuestos a la generación a partir de 2013:

- Se crea el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, el cual “grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica”. Corresponde al 7% sobre el valor de la producción de la energía eléctrica.
- Se crea el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radioactivos en instalaciones centralizadas.
- Se modifican los tipos impositivos para el gas natural y el carbón, que aumentan ambos a un 0,65% y se suprimen las exenciones para usos en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración
- Se crea un canon por la utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica del 22% sobre el valor económico de la energía hidroeléctrica producida.

Esta Ley busca aumentar los ingresos del sector reduciendo el déficit tarifario sin incrementar los peajes de acceso al consumidor. Las medidas no fueron bien recibidas por las empresas generadoras, las cuales argumentan que el déficit proviene de las actividades reguladas y no de la generación y que por tanto estos impuestos suponen una merma de recursos de instalaciones que no son responsables de la generación del déficit.

#### 5. REDUCCIÓN DE LOS COSTES DEL SISTEMAS A TRAVÉS DE MEDIDAS REGULATORIAS

Como novedad, destaca la introducción de un llamado “período regulatorio” de 6 años de duración. Los parámetros retributivos de ciertas actividades podrán revisarse antes del comienzo de cada período regulatorio. Dichas actividades son las actividades de transporte, distribución, producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos con régimen retributivo específico y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional. El primer período regulatorio finalizará el 31 de diciembre de 2019.

#### **NUEVO RÉGIMEN RETRIBUTIVO DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN**

Tal y como se ha visto, desde 2008 hasta 2012, los sistemas retributivos al transporte y a la distribución se mantuvieron prácticamente constantes.. A partir de 2012 se impulsaron una serie de reformas en los sistemas retributivos de las redes de transporte y distribución en los siguientes Reales Decretos-ley:

- RD 13/2012: Modificaba la fecha de cobro de la retribución generada por una instalación de transporte o distribución, que pasaría a cobrarse a los dos años desde su puesta en servicio. Supuso una reducción en los ingresos anuales de REE de 196 millones de euros.
- RD 20/2012: Se pasó a considerar el valor neto de los activos en servicio como base de la retribución financiera, tanto para el transporte como para la distribución. Supuso una reducción en los ingresos anuales de REE de 45 millones de euros
- RD 9/2013: Para fijar la rentabilidad del transporte y de la distribución, se considerarían como actividades de bajo riesgo, fijando a tal efecto una tasa de retribución de los activos vinculada a las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial. Además estableció un modelo de retribución transitorio hasta la entrada en vigor del nuevo modelo que supuso una reducción en los ingresos anuales de REE 72 millones de euros.

En la Ley 24/2013, el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, *por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica* se recopilan estos principios básicos y el Real Decreto 1048/2013, *por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*, se consolidan los principios retributivos desarrollados en los reales decretos que iniciaron la Reforma Eléctrica. Además, se introducen otras medidas también orientadas a reducir los costes regulados con el objetivo de frenar el crecimiento del déficit. Por ejemplo, en cuanto a la retribución del transporte, se introduce un mecanismo de control de la inversión donde se establece un límite anual de 0.065% del PIB para la inversión en la red de transporte.

En general y sin entrar en detalles económicos, los nuevos sistemas retributivos al transporte y a la distribución, en esencia clásicos, han reducido los ingresos tanto de Red Eléctrica Española como de las empresas distribuidoras en el intento de minimizar los costes regulados del sistema y poder garantizar la sostenibilidad y el equilibrio económicos del sector.

## **REDUCCIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE OTRAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SISTEMA**

### **SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES (SEIE)**

Los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares engloban los subsistemas eléctricos de las islas Baleares, las islas Canarias y de las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Como ya se ha comentado, su carácter aislado y su pequeño tamaño suponen una serie de limitaciones que dan lugar a unos costes de operación y de inversión más elevados que en el sistema peninsular. Desde 2012, enmarcadas en el proceso de Reforma del Sector Eléctrico, se han tomado ciertas medidas para disminuir el coste de producción eléctrica y mejorar la eficiencia de las centrales de fuel de los SEIEs que han afectado en particular a la generación:

- Se ha reducido la retribución de la generación en los SEIE, cómo ha ocurrido con otras actividades reguladas, mediante disposiciones publicadas en los Reales Decretos Ley 13/2012, 20/2012 y 2/2013.
- Como ya se ha visto, se han introducido nuevos impuestos, lo que supone nuevos costes y que la generación en los SEIEs, al ser una actividad con

ingresos regulados, sólo puede recuperar mediante su reconocimiento expreso por el regulador.

- La Ley 17/2013, de 29 de octubre, *para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, introduce otras disposiciones sobre la configuración y el desarrollo de la generación en estos subsistemas con el fin de reducir los costes de los mismos.

#### PAGOS POR CAPACIDAD E HIBERNACIÓN

Dentro del marco de la Reforma Eléctrica, en 2012 se publicó el Real Decreto-ley 13/2012 de 30 de marzo, el cual revisó la retribución por pagos por capacidad para 2012, que pasó de 26.000 €/MW/año a 23.400€/MW/año. Más tarde, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, lo redujo a su vez a 10.000€/MW/año aunque alargó a su vez el plazo durante el cual seguirán teniendo derecho a percibir tales pagos por capacidad al doble del que restase a cada instalación. Las instalaciones que entren en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2016 no tendrán acceso a los pagos por capacidad. Sin embargo, el Proyecto de Real Decreto *por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción eléctrica* contempla subastas de pagos por capacidad para incentivar el desarrollo de nueva capacidad en función de lo Red Eléctrica considere a partir de su monitorización del índice de seguridad de suministro.

Además, este borrador regularía por primera vez el cierre temporal de centrales térmicas de ciclo combinado de más de 50 MW. Actualmente, las centrales térmicas de ciclo combinado están apoyando a las tecnologías renovables no gestionables pero quizás resulte preferible para dichas centrales cerrar temporalmente (máximo 1 año) hasta que el mercado se recupere. A partir del estudio del índice de seguridad de suministro, la capacidad que podría cerrarse se adjudicará mediante subasta y los participantes pujarán por la compensación a recibir hasta que se adjudique toda la capacidad subastada.

#### INTERRUMPIBILIDAD

Como ya se ha visto, el servicio de interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda que ayuda a garantizar la seguridad de suministro mediante la reducción de la potencia activa demandada por los proveedores del servicio, típicamente la industria electro-intensiva, hasta el valor de potencia residual requerida cuando el Operador del Sistema lo requiera, a cambio de una compensación económica.

La IET/2013/2013, dentro del marco de la reforma energética, modifica el Servicio de Gestión de la Demanda de Interrumpibilidad (SDGI) y determina un mecanismo competitivo de asignación del servicio. El Operador del Sistema ya no sólo gestionará el servicio atendiendo a criterios técnicos sino también económicos, utilizando dicho servicio cuando su aplicación suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema.

La asignación del SGDI se realizará mediante potencias descendentes de bloques de potencia interrumpible de 5 y 90 MW. Ganará la puja el proveedor que esté dispuesto a ofrecer el precio más económico. La retribución del servicio consta de dos

términos, uno fijo asociado a la disponibilidad de potencia y otro variable asociado a la ejecución efectiva de una orden de reducción de potencia. Este sistema de subastas sustituye al anterior en el que la retribución era predecible, lo que, según la industria electro intensiva, “produce una situación de incertidumbre todos los años” .

#### **NUEVO RÉGIMEN RETRIBUTIVO PARA LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE, COGENERACIÓN Y RESIDUOS**

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que el régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basará en la participación en el mercado de dichas instalaciones y, si es necesario, los ingresos obtenidos en el mercado se podrán complementar con una retribución regulada específica razonable que permita a estas tecnologías competir en igualdad con el resto de tecnologías del mercado.

La rentabilidad “razonable” garantizada por el nuevo sistema retributivo gira en torno al rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años. Para el primer periodo regulatorio, la rentabilidad razonable se ha definido como 300 puntos básicos por encima del mismo, lo que supone una Tasa Interna de Retorno (TIR)<sup>9</sup> del 7,398% . En otras palabras, la retribución específica tiene un límite y no sobrepasará nunca el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan a las instalaciones de producción implicadas competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías del mercado.

Según el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, se establecerá una clasificación de instalaciones en función de la tecnología, potencia instalada, año de puesta en marcha, utilización de combustibles, zona climática... así cómo cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del nuevo régimen retributivo, resultando en un total de 1871 instalaciones tipo distintas. A cada instalación tipo le corresponderán una serie de parámetros retributivos que determinarán el régimen retributivo específico de cada instalación y, a su vez, cada instalación real tendrá asignada, en función de sus características, una instalación tipo. Así, los parámetros retributivos de cada instalación real están determinados por los parámetros retributivos de la instalación tipo a la que ha sido asignada. Dichas asignaciones y parámetros se pueden determinar a partir de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

La retribución total de las instalaciones incluidas será la suma de la retribución derivada de la venta de energía en el mercado, estimada como la producción total anual (MWh) a precios de mercado (€/MWh), más la retribución específica, la cual se compondrá de:

- Un término de retribución a la operación, en función de la energía producida, que permita recuperar la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos obtenidos en el mercado. Se denominará retribución a la operación ( $R_o$ ). Este término será nulo para aquellas instalaciones cuyos costes de explotación sean compensados mediante los ingresos de explotación.

---

<sup>9</sup> Método de valoración de inversiones que mide la rentabilidad de los cobros y los pagos generados por una inversión.

- Un término por unidad de potencia instalada, que cubra los costes de inversión que no pueden ser recuperados mediante la venta de energía en el mercado. Se denominará retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ). Este término es nulo para aquellas instalaciones que hayan alcanzado la rentabilidad razonable.

Siendo la retribución específica total del año  $i$

$$R_{ei} = R_{inv} \cdot P_n + R_o \cdot E_g$$

donde

- $R_{inv}$  es la retribución a la inversión del año  $i$
- $P_n$  es la potencia nominal de la instalación
- $R_o$  es la retribución a la operación del año  $i$
- $E_g$  es la energía generada en el año  $i$

Otros parámetros retributivos relevantes para el cálculo del régimen retributivo específico serán, entre otros, la vida útil regulatoria de la instalación durante la cual podrán recibir dicha retribución específica, el número de horas de funcionamiento mínimo, el precio medio anual del mercado diario e intradiario o los límites anuales superiores e inferiores de los mismos. También se consideraran parámetros retributivos todos los necesarios para calcular los anteriores, como, por ejemplo, el valor neto del activo o el número de horas de funcionamiento de la instalación.

Como ya se ha mencionado, los parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo de cada período regulatorio, de 6 años de duración y dividido en dos semiperíodos de 3 años. En dicha revisión, se podrán modificar los parámetros retributivos y por tanto, también la rentabilidad considerada “razonable” para el resto de vida útil de la instalación. Sin embargo, no podrán revisarse ni la vida útil regulatoria (con derechos a régimen retributivo específico) ni el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo.

Otros parámetros como la estimación de ingresos por la venta de energía en el mercado se podrán revisar cada tres años y corregirse mediante el llamado “valor de ajuste por desviaciones en el precio del mercado”. Los parámetros retributivos de cada período se determinan en base a los precios de mercado estimados para el mismo. Al final de cada semiperíodo de 3 años, las desviaciones del precio del mercado real respecto de las estimaciones que se habían realizado podrán ser total o parcialmente compensados. La nueva regulación establece unos límites superiores e inferiores en torno al precio estimado:

€/MWh	2014	2015	2016	2017 en adelante
Precio estimado de mercado	48.21	49.52	49.75	52
LS2	56.21	55.52	57.75	60
LS1	52.21	53.52	53.75	56
LI1	44.21	45.52	45.75	48
LI2	40.21	41.52	41.75	44

FIGURA 42 – LÍMITES PARA EL AJUSTE POR DESVIACIONES EN EL PRECIO DEL MERCADO.  
FUENTE: ORDEN IET 1045/2014.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

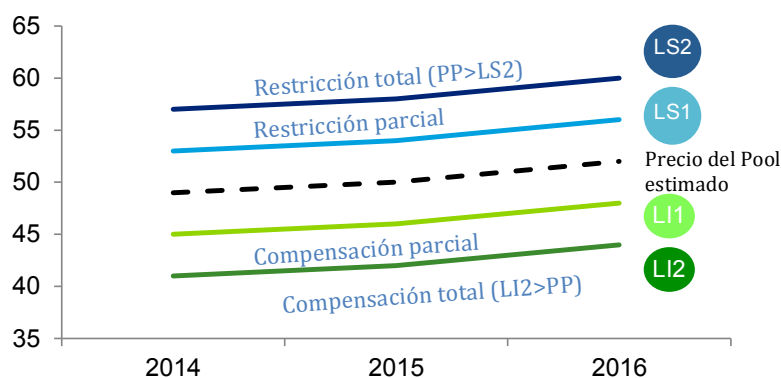


FIGURA 43 - LÍMITES PARA EL AJUSTE POR DESVIACIONES EN EL PRECIO DEL MERCADO. FUENTE: DELOITTE

De forma resumida, sólo se compensarán los valores que se encuentren por encima de LS1 o por debajo de LI1, compensándose parcialmente si se encuentran en las bandas LS1-LS2 y LI1-LI2 y totalmente si se encuentran por encima de LS2 o por debajo de LI2. En estos casos, se generará un saldo positivo o negativo, calculado de forma anual, que se compensará durante el resto de la vida útil de la instalación. Los valores se corrigen en función de la tecnología con los siguientes coeficientes de apuntamiento tecnológico:

Tecnología	Grupo	Coefficiente
Cogeneración	a.1 y a.2	0.9997
Solar fotovoltaica	b.1.1	1.0207
Solar termoeléctrica	b.1.2	1.0207
Eólica en tierra	b.2.1	0.8889
Hidroeléctrica	b.4 y b.5	0.9390
Biomasa o biolíquidos	b.6,b.7,b.8	0.9643
Residuos	c.1,c.2,c.3	0.9997

FIGURA 44 - COEFICIENTES DE APUNTAMIENTO TECNOLÓGICO.

FUENTE: ORDEN IET/1045/2014

En cuanto a la instalación de nueva potencia, el Real Decreto 413/2014 de 6 de junio dispone que para el otorgamiento del régimen retributivo específico se utilizará un mecanismo de concurrencia competitiva entre las instalaciones que cumplan una serie de condiciones concretas establecidas mediante Real Decreto. En las subastas, cada inversor oferta un descuento sobre un valor estándar de retribución a la inversión al que estaría dispuesto a llevar a cabo el proyecto, lo que garantiza que únicamente se retribuyan los proyectos más eficientes y que suponen un menor coste para el consumidor. Debido a la necesidad de aumentar la proporción de energía renovable en el mix de generación para alcanzar los objetivos comunitarios del Horizonte 2020, el Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, establece las condiciones para la primera subasta, en la que se convocaron 200 MW de potencia para nuevas instalaciones de biomasa en la Península Ibérica y 500 MW de potencia para instalaciones eólicas. Se trató de la primera ocasión desde la moratoria de 2012 que permitía obtener ingresos adicionales al precio de mercado a las instalaciones antes pertenecientes al régimen especial. El resultado de esta subasta realizada en Enero de 2016, fue la adjudicación de los 700 MW subastados con un descuento del 100% sobre el valor estándar de inversión previsto, es decir, en el caso de los 500 MW eólicos, al precio de mercado (sin prima) y en el caso de los 200 MW de biomasa, al precio de mercado más la anteriormente

mencionada retribución a la operación por el coste del combustible, lo que supone un coste muy bajo para el consumidor final.

#### ANÁLISIS DE LA REPERCUSIÓN SOBRE LAS INVERSIONES REALIZADAS EN RÉGIMEN ESPECIAL

En el apartado anterior se ha intentado resumir el nuevo sistema de retribución que sustituye al desaparecido régimen especial. La gran complejidad y las numerosas variantes introducidas por el nuevo entorno regulatorio ponen de manifiesto el esfuerzo legislativo llevado a cabo por el Gobierno, que sólo se justificaría en caso de conseguir resolver efectivamente el grave problema del déficit de tarifa y la sostenibilidad económica del sector.

Sin embargo, numerosos agentes del mismo han mostrado su desacuerdo e indignación frente a la nueva legislación. Asociaciones de productores de energías renovables como la Asociación de Productores de Energía Renovables (APPA), la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) o la Asociación Nacional de Productores e Inversores de Energías Renovables (Anpier) han emprendido acciones legales y han presentado denuncias ante el Tribunal Supremo, la Corte Internacional de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi) y hasta la Comisión Europea. Su objetivo es luchar contra el nuevo marco retributivo al que acusan de retroactivo, de atentar contra la seguridad jurídica y de llevar a la ruina el sector de las renovables en España, el cual ha visto su rentabilidad muy mermada debido al cambio regulatorio. Al margen de la legitimidad de la norma, la cual será determinada por la vía judicial, sí es evidente cómo el sector renovable ha pasado de ser una inversión extremadamente rentable y atractiva a contar únicamente con una “rentabilidad razonable”.

Para ejemplificarlo, se ha recurrido a los parámetros retributivos de dos instalaciones, una eólica y un fotovoltaica, asignadas a las instalaciones tipo con códigos IT-00654 (instalada en 2004) e IT-00065 (instalada en 2008), respectivamente. Utilizando los datos de las mismas para el marco regulatorio anterior a 2013 y los parámetros retributivos de las instalaciones tipo mencionadas para el marco regulatorio posterior, se puede calcular el flujo de caja de dichas instalaciones antes y después del cambio en la norma y así cuantificar el impacto del mismo en las inversiones en generación renovable. Así, utilizando un modelo pericial desarrollado por la consultora Deloitte en un intento de analizar el alcance del impacto que tendría en la inversión el cambio regulatorio, obtenemos los siguientes resultados, los cuales confirman una reducción considerable en la rentabilidad de los proyectos.





Como se puede observar en las Figuras 45 a 48, los ingresos de explotación de las instalaciones son sustancialmente más elevados si se utiliza el sistema de primas vigente en 2012, especialmente en el caso de la instalación eólica pues, cómo ya se vio, las primas a las instalaciones fotovoltaicas se habían visto reducidas en disposiciones anteriores y justo antes del cambio normativo no eran tan elevadas como habían sido en 2010. En este contexto, se puede entender la oposición de los inversores al cambio normativo y podemos hablar de las dos caras de la norma. Por un lado, si se logra reducir el déficit tarifario y controlar los gastos del sistema, se beneficia a la industria española a través de un precio de la electricidad más competitivo; por otro lado, las empresas españolas que hubieran invertido en renovables se han visto muy perjudicadas, viéndose obligadas a llevar la polémica a los tribunales.

## 6. CONCLUSIONES

Como ya se ha visto, el medio de implantación de las renovables junto con el sistema de primas ha llevado al sistema eléctrico español a unos precios de la electricidad excesivos y a un desequilibrio financiero de casi 26.000 millones de euros. Para cumplir con la Directiva 2012/27 establecida por la Unión Europea, para 2020 se necesitaría instalar en España entre 6.600 MW y 8.500 MW de energías renovables, 76% eólica y 16% fotovoltaica. Es cierto que la introducción de esta nueva capacidad no debería implicar un coste para el sistema tan elevado como en el pasado ya que el coste de generación de la mayoría de las tecnologías renovables se ha reducido a niveles mucho más competitivos y a través de medidas regulatorias se intentará mantener los costes del sistema equilibrados con los ingresos. Sin embargo, no está demostrada todavía la sostenibilidad del nuevo marco regulatorio, el cual, consigue controlar el incremento de precio de la energía eléctrica pero no reducirlo a corto plazo. Además, las tecnologías eólicas y fotovoltaica son no gestionables y por tanto, requieren un soporte de potencia firme para su correcta integración en el sistema eléctrico lo que supone una serie de sobrecostes inevitables para el sistema a la hora de garantizar el suministro.

Se hace por tanto necesario, de cara al futuro, adaptarse a un nuevo modelo con alta penetración de renovables que permita alcanzar los objetivos planteados en política energética mediante una forma de implantación de las tecnologías renovables no gestionables racional y efectiva. Sólo así el marco regulatorio del sector permitirá cumplir los objetivos europeos y mantener la estabilidad económica del sistema, además de unos precios razonables que faciliten la competitividad de la industria y alivien las economías familiares españolas.

Este proyecto propone como solución la implantación de una generación distribuida en forma de redes inteligentes, planteada en el Capítulo 5.



## CAPÍTULO 5: REDES INTELIGENTES

### 1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto ha buscado ilustrar los motivos por los que el precio de la electricidad en España aumentó significativamente entre 2004 y 2012 - como se puede observar en la siguiente gráfica – y las medidas regulatorias tomadas por el gobierno para contener el crecimiento del mismo y solucionar el problema de la acumulación de déficit tarifario, el cual alcanzó los 26.000 millones de euros en 2013.

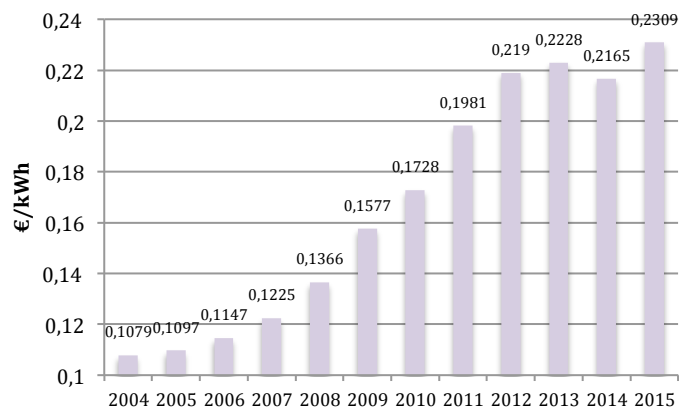


FIGURA 49 – EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA PARA UN CONSUMIDOR DOMÉSTICO MEDIO EN €/KWH. DATOS: EUROSTAT.

Cómo se ha visto en el capítulo anterior, el nuevo marco normativo se centra en disminuir los costes del sistema – reformando especialmente el sistema retributivo del antes llamado régimen especial – y aumentar los ingresos a través de medidas regulatorias, lo cual se plantea como la solución adecuada en el corto plazo. Sin embargo, no hace frente a ciertas particularidades y anomalías del sistema eléctrico español, como las indicadas en el Capítulo 2, que contribuyen al alto precio de la electricidad.

En primer lugar, desde la introducción de las primas al régimen especial en la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y especialmente a partir de las disposiciones de 2007, se buscó fomentar la instalación de generación renovable. Sin embargo, estas primas favorecieron unas tecnologías más que otras por lo que el crecimiento de la potencia instalada de éstas fue mucho mayor, como se puede observar en la siguiente gráfica:

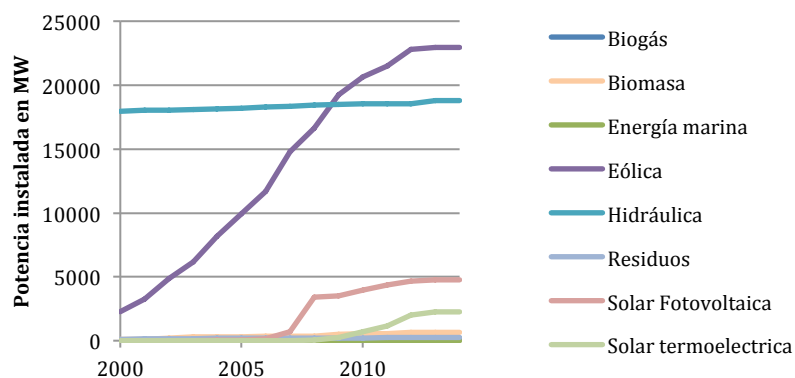


FIGURA 180 – EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA POR TECNOLOGÍA EN MW. DATOS: IDAE

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

Así, el crecimiento de las tecnología eólica y fotovoltaica fue mucho mayor que la de otras opciones renovables como la geotérmica o la biomasa, dando lugar a un mix energético en el que predominan las tecnologías renovables no gestionables, de modo que se requiere una potencia gestionable como respaldo para garantizar el suministro en caso de picos de demanda o baja producción renovable.

La potencia instalada en España en 2015 se situó en 108,3 GW, de los cuales la potencia correspondiente al régimen retributivo específico supone el 37,2%, siendo un 27,7% procedente de las energías no gestionables eólica y fotovoltaica<sup>10</sup>

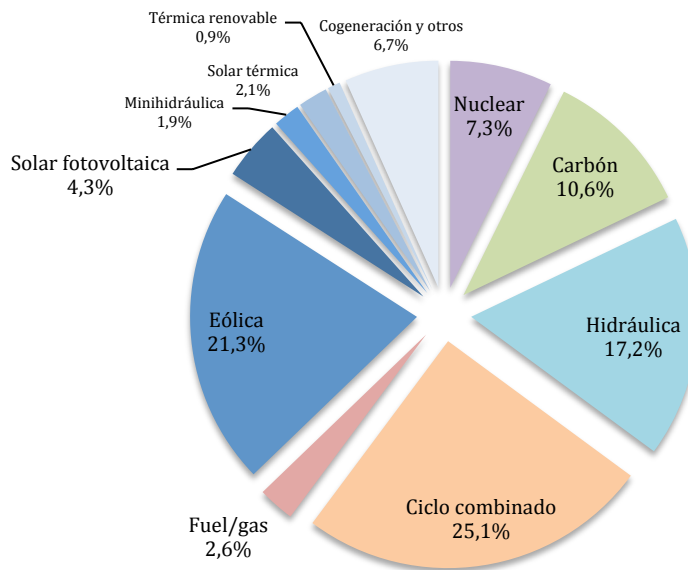


FIGURA 51 - POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA POR TECNOLOGÍAS.  
FUENTE: *ENERGÍA 2016*. FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA

Por otra parte, los máximos de demanda producidos en la red eléctrica española, cuya evolución se indica en la siguiente tabla, no podrían satisfacerse con la energía renovable no gestionable disponible en la red, siendo necesaria la inserción en la red de forma inmediata de otras energías gestionables.

Año	Máxima demanda de potencia media horaria (MW)			
	Invierno		Verano	
2010	44.122	40,74%	40.934	37,8%
2011	44.107	40,72%	39.537	36,5%
2012	43.010	39,71%	39.273	36,36%
2013	39.963	36,9%	37.399	34,53%
2014	38.666	35,7%	37.020	34,18%
2015	40.324	37,23%	39.928	36,87%

FIGURA 52 - EVOLUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA DE POTENCIA EN EL SISTEMA PENINSULAR.  
FUENTE: *ENERGÍA 2016*. FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA.

<sup>10</sup> Fuente: *Energía 2016*. Foro de la Industria Nuclear Española

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

En España ésta labor de respaldo ha sido desarrollada principalmente por las centrales de ciclo combinado, las cuales fueron instaladas en los años 2000 previos al desarrollo de las energías renovables debido a la alta disponibilidad de acceso de España a gas natural, la buena opinión pública sobre los ciclos, su eficiencia y la gran flexibilidad de operación.

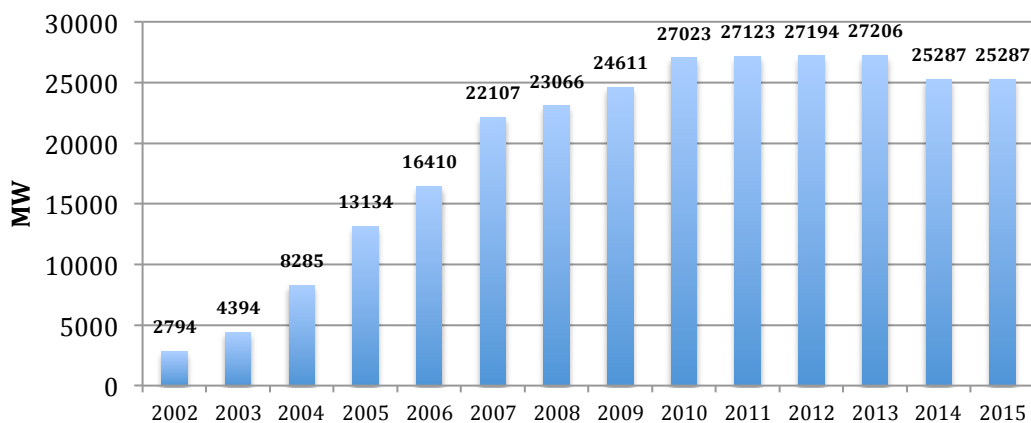


FIGURA 53 – EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE CICLOS COMBINADOS. FUENTE: REE

Sin embargo, los ciclos no han desarrollado todo el atractivo que prometían en sus orígenes debido a una serie de factores que han jugado en su contra, principalmente el ya mencionado desarrollo de energías renovables no gestionables. La enorme penetración de tecnologías solar fotovoltaica y eólica, de muy reducido coste variable, provocan por fuerza una bajada del precio de mercado, afectando a las tecnologías convencionales con coste variable de combustible significativo – entre ellas, los ciclos combinados – que tienen menos posibilidades de ver casadas sus ofertas en el mercado. Además, el orden de mérito de coste variable también se vio afectado por las ayudas al carbón nacional mencionadas en Capítulos anteriores. Por ello, los ciclos combinados vieron sus horas de funcionamiento reducidas a cubrir los picos de demanda o los momentos de baja producción renovable – en 2014 llegaron a trabajar menos de 1000 horas - y sus ingresos prácticamente se limitaban a los pagos por capacidad que recibían por ésta labor.

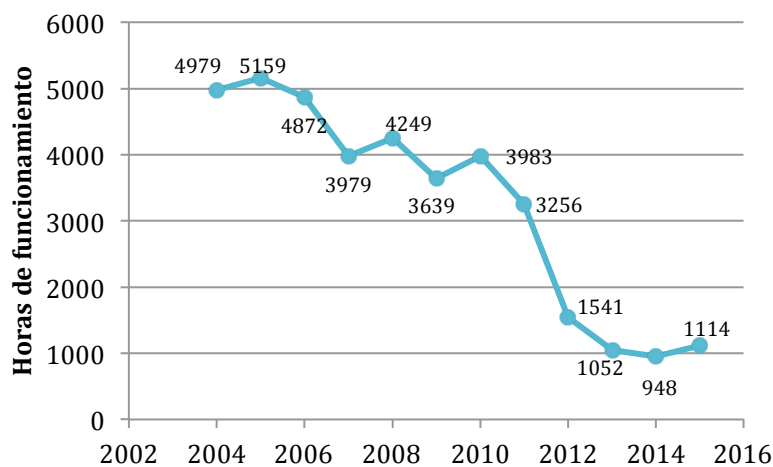


FIGURA 54 – EVOLUCIÓN DE LAS HORAS DE FUNCIONAMIENTO MEDIO ANUAL DE LOS CICLOS COMBINADOS. FUENTE: ENERGÍA 2006-2016. FORO DE LA INDUSTRIA NUCLEAR ESPAÑOLA

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

Como ya se ha visto, ésta es una de las fuentes de sobrecostes del sector, que ha sido tomada en cuenta en la Ley del Sector de 2013 mediante la introducción de la posibilidad de hibernación de dichos ciclos, como se ha indicado en el Capítulo 4.

Por otro lado, el sistema de primas también busca fomentar la cogeneración, siendo ésta un caso especial pues no se trata de una energía renovable en sí sino de un proceso que busca aumentar la eficiencia energética de un determinado combustible en un proceso industrial como se indica en la siguiente figura.

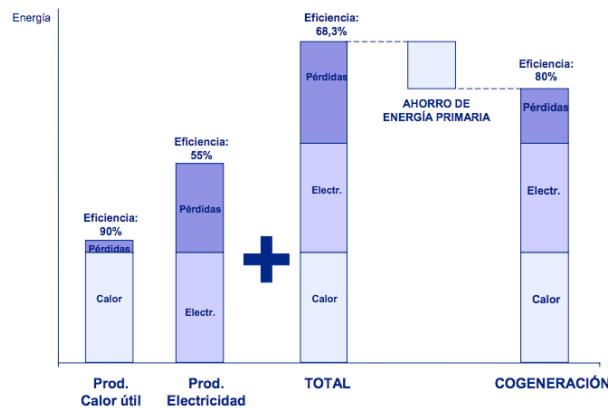


FIGURA 55 – AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA AL USAR COGENERACIÓN.  
FUENTE: AF CONSULT SPAIN.

Las plantas de cogeneración idealmente tenían como función primaria un determinado proceso industrial que necesitara el uso de calor. Así, las plantas producirían la electricidad que necesitasen y además aprovecharían el calor residual en el proceso. Por ejemplo, en España, la industria lechera utiliza dicho calor residual para la pasteurización de la leche. De este modo, no sólo el proceso de producción de electricidad y calor conjunto es más eficiente que por separado, sino que al consumirse la electricidad en el punto de generación se ahorran las pérdidas del transporte y se reducen las emisiones al reducirse un ahorro en la energía primaria necesaria.

Sin embargo, en la mayoría de las instalaciones no se ha utilizado combustible renovable. En la siguiente tabla puede verse cómo el consumo de gas natural en cogeneración en el año 2014 fue más elevado que el consumo en centrales de ciclo combinado construidas específicamente para utilizar gas natural.

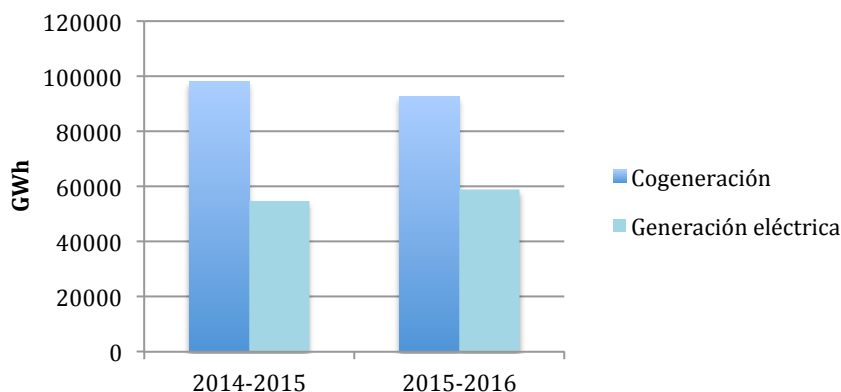


FIGURA 56 - CONSUMO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA.  
FUENTE: ENERÍA 2015 Y ENERÍA 2016. FORO NUCLEAR DE LA INDUSTRIAL ESPAÑOLA

Inicialmente en España se introdujo desde 1998 un requisito de autoconsumo del 30% para instalaciones con cogeneración de menos de 25 MW según el RD 2818/1998, el cual se rebajó al 10% en el RD 436/2004 y se eliminó totalmente a partir de 2006, es decir, se permitía vender a la red toda la energía eléctrica producida. Ésta electricidad, al proceder de un sistema de cogeneración, permitía recibir una prima que hacía que resultase más rentable vender toda la electricidad producida a la red y adquirir de la comercializadora la electricidad necesaria para la actividad industrial. De este modo, el concepto de la cogeneración degenera en una fuente de negocio que ya no busca una mayor eficiencia en los procesos sino un aumento de los beneficios.

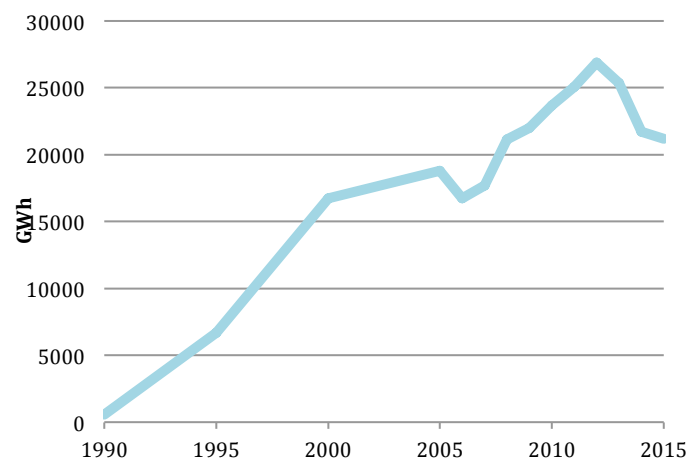


FIGURA 57 - EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA EN EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO (ESPECIAL ANTES DE 2014) PROCEDENTE DE COGENERACIÓN. FUENTE: *ENERGÍA 2016*. FORO NUCLEAR ESPAÑOL.

En la gráfica se puede observar cómo, desde la introducción de las primas al régimen especial, la electricidad vendida en el mercado mayorista procedente de cogeneración creció anualmente hasta 2012, cuando el cambio regulatorio eliminó las primas para después establecer el nuevo sistema retributivo basado en una rentabilidad razonable.

Por último, el resultado de estas primas desiguales fue también el de no aprovechar otras tecnologías renovables en desarrollo. Un ejemplo de ello es la energía geotérmica, es decir, la energía almacenada en forma de calor en el interior terrestre, la cual constituye una tecnología renovable, continua y eficiente. Los recursos geotérmicos se clasifican en función de su temperatura en:

- Recursos geotérmicos de alta temperatura, de más de 150°C: de ellos se obtienen agua y vapor a muy alta presión y temperatura, por lo que son usados principalmente para la producción de energía eléctrica.
- Recursos geotérmicos de media-baja temperatura, de entre 30 y 150°C: se utilizan principalmente para proporcionar calefacción y agua caliente en pueblos y ciudades así como industrias como invernaderos o piscifactorías.
- Recursos geotérmicos someros o de muy baja temperatura, de menos de 30°C: aprovechan tanto el calor que se genera bajo la corteza terrestre como el calor que absorbe del sol. Su temperatura es prácticamente constante a lo

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

largo del año y permite que mediante un circuito intercambiador, el intercambio de calor se produzca en invierno para proporcionar calefacción y en verano para refrigerar.

En España, las Islas Canarias presentan un recurso geotérmico de alta temperatura que puede ser aprovechado con la llamada tecnología flash, que por su bajo coste en comparación con otras técnicas de explotación geotérmica podría competir directamente en el mercado mayorista de electricidad frente a otras fuentes de generación convencionales – aunque debería contar igualmente con subvenciones de algún tipo en las primeras fases del proyecto en las que el riesgo es elevado. Por otro lado, la Península Ibérica presenta un recurso geotérmico de media temperatura con un potencial de 2500 MW. Sin embargo, su explotación requiere determinadas tecnologías que no podrían competir directamente en el mercado y requerirían un apoyo regulatorio, como el resto de tecnologías renovables, que permita al inversor obtener una rentabilidad razonable con el proyecto de geotermia.

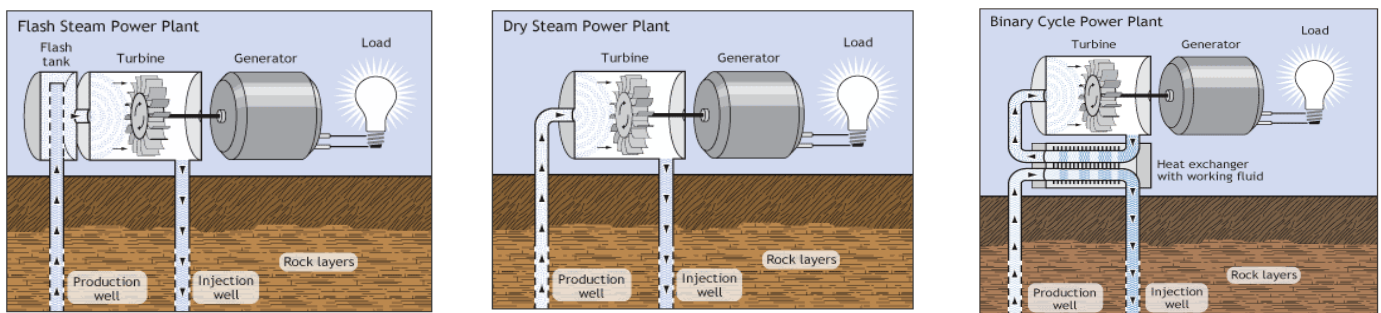


FIGURA 58 - DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE EXPLOTACIÓN DE RECURSOS GEOTÉRMICOS.  
FUENTE: U.S. OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY

Así, de acuerdo con GEOPLAT, la plataforma tecnológica española de geotermia, el sector espera que se desarrollen las medidas de apoyo adecuadas para el desarrollo de la geotermia en España y especialmente en las Islas Canarias, como cualquier otra tecnología renovable viable técnica y económicamente. El desarrollo de la energía geotérmica se encuentra entre los objetivos del Plan de Energías Renovables 2011-2020 de España, el cual busca instalar al menos 50 MW de generación a partir de recursos geotérmicos.

Del mismo modo, la biomasa, es decir, la utilización de la materia orgánica como fuente energética, tampoco ha visto un gran desarrollo en España. Según el RD 661/2007, se consideran como biomasa:

- Los cultivos energéticos agrícolas y forestales: son cultivos implantados y explotados con el único objetivo de obtener biomasa. Requieren grandes extensiones de terreno, no deben competir con la producción de alimentos y deben dar un balance neutro de CO<sub>2</sub>, entre otros. Por todo esto, los cultivos alimentarios siguen siendo preferidos y los cultivo energéticos no abundan.

- Los residuos agrícolas: proceden de cultivos leñosos o herbáceos y de la industria agrícola y tienen una marcada estacionalidad, ya que se producen una vez al año y deben ser retirados del campo en el menor tiempo posible para no interferir en otras actividades.
- Los residuos forestales: proceden del mantenimiento y mejora de las montañas y masas forestales y de los residuos resultante de la tala de árboles. También se deben retirar rápidamente debido al riesgo de incendio forestal que implican.
- Los residuos sólidos urbanos: se considera biomasa la parte orgánica de aquellos residuos que se originan en los núcleos de población como consecuencia de la actividad habitual y diaria.

Así, mientras que los cultivos energéticos son difícilmente rentables por la política establecida por la Unión Europea y los agrícolas y forestales pueden ser utilizados pero tienen una marcada estacionalidad, solamente los residuos sólidos urbanos orgánicos son producidos diariamente.

Los residuos sólidos urbanos puede recuperarse energéticamente por:

- Gasificación térmica
- Incineración
- Metanización
- Gasificación por plasma

La gasificación térmica no tiene un balance energético positivo y por ello sólo se considera para instalaciones de baja potencia. Por su parte, la incineración está muy extendida aunque en algunas Autonomías españolas está expresamente prohibida por la posibilidad de emisiones perjudiciales para la salud. La gasificación por plasma de los residuos orgánicos permite producir hidrógeno gas que se puede almacenar y utilizar como materia prima energética. Por último, la metanización se puede realizar por digestión anaeróbica en plantas industriales, con un coste más elevado - como en la Planta de Biometanización y Cospostaje de Pinto – o en los vertederos controlados, la técnica de tratamiento de residuos más habitual en España.

Ésta técnica consiste en el vertido de residuos en zonas próximas a los núcleos urbanos, formando capas de poco espesor, donde tiene lugar la fermentación anaerobia de los residuos orgánicos formándose un gas con alto contenido en metano. Del mismo modo se producen lixiviados que es necesario controlar rigurosamente para evitar que se infiltren en el subsuelo y contaminen los acuíferos de las zonas colindantes. Requieren una gran extensión de terreno y supone una acumulación de residuos y no una eliminación de los mismos. Además, tienen una vida limitada y una vez son llenados se deben sellar, siendo posible que se descuiden el tratamiento de los lixiviados y el control de las emisiones de gases con el paso del tiempo. Por ello, la Unión Europea, en su plan de acción en materia de economía circular, recomienda recurrir a otras tecnologías de tratamiento de residuos, las cuales permitan el aprovechamiento energético de los mismos.

Como ya se ha visto, el sistema eléctrico español es una red unificada con zonas de gran consumo que en general no coinciden con las zonas con una mayor concentración de generación. En concreto, la generación renovable eólica y fotovoltaica – con una potencia total notable, 27,7% del total nacional – se encuentra repartida por todo el territorio nacional y su no gestionabilidad tiene que compensarse con la puesta en operación de sistemas generadores gestionables de respuesta rápida, como los ciclos combinados.

Para evitar ésta distorsión del sistema, parece recomendable introducir las unidades de generación renovable no gestionable como generación distribuida en forma de redes inteligentes que permitan que las fluctuaciones puedan ser compensadas de forma inmediata por otras fuentes energéticas, a ser posible renovables. Además, el contexto económico del sector junto a sus particularidades y anomalías, hace que, en concreto, las microrredes inteligentes se presenten como la opción lógica que permitirá hacer frente a la transición energética necesaria para lograr un sistema eléctrico eficiente, sostenible económicamente y con un impacto medioambiental reducido, en el que se incorporen todas las energías renovables viables y con potencial en España.

## 2. DEFINICIÓN

Las redes inteligentes o “Smart Grids” se definen como infraestructuras eléctricas capaces de recabar información de todos los agentes del sistema utilizando canales de comunicación ciber-seguros y analizarla a través de sistemas inteligentes integrados en todas las etapas de la red, desde la generación al consumo pasando por las subestaciones y líneas de transporte y distribución. Así, el sistema es capaz de tomar decisiones inteligentes que permiten, entre otros:

- Mejorar las predicciones de la demanda y de la generación renovable no gestionable a través de modelos e instrumentación avanzados para una mejor gestión de la incertidumbre y la variabilidad del sistema.
- Utilizar inversores y otros elementos inteligentes que mediante electrónica de potencia permitan mejorar el control de los parámetros del sistema.
- Integrar los contadores y cargas inteligentes en las redes de telemedida y telegestión que permitan a los consumidores contribuir al equilibrio generación-consumo.
- Integrar nuevos actores cómo los vehículos eléctricos, los cuales supondrán el 35% de las ventas mundiales de vehículos ligeros en 2040.<sup>11</sup>
- Integrar el almacenamiento de energía en las redes de transporte y distribución para contribuir al equilibrio entre generación y demanda.

---

<sup>11</sup> “New Energy Outlook”, Bloomberg New Energy Finance (BNEF), 2016.

- Mejorar e incrementar la transmisión en las líneas utilizando sistemas basados en electrónica de potencia (FACTS, Flexible AC Transmission Systems), sistemas de alto voltaje en corriente continua (HVDC, High Voltage Direct Current) o mediante evaluación dinámica de la línea (DLR, Dynamic Line Rating)

Un caso particular de éstas Smart Grids son las microrredes inteligentes, especialmente interesantes en el caso de España, donde - cómo se vio en el Capítulo 2 - la electricidad debe recorrer largas distancias desde el punto de generación hasta los consumos debido a los desequilibrios entre las diferentes Comunidades Autónomas en términos de generación y consumo, con las consiguientes pérdidas en las líneas de transporte y distribución. Las microrredes, por el contrario, buscan la implantación de las energías renovables como generación distribuida cerca de los puntos de consumo, con lo que se evitarían las pérdidas en el transporte. Además, si éstas microrredes integran un sistema de generación renovable gestionable de pequeña escala que sirva como respaldo de la generación renovable no gestionable de la microrred, se evitará el mantener determinadas centrales fósiles a base de “pagos por capacidad” como respaldo de toda la red renovable. La microrred podría, de este modo, funcionar en isla, aislada de la red nacional. También incluyen sistemas de almacenamiento energético a pequeña escala.

### 3. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

La integración efectiva y sostenible de generación renovable de carácter no gestionable y el aumento de la generación distribuida presentan una serie de desafíos, tanto de carácter técnico como económico y regulatorio, que será necesario hacer frente en los próximos años para garantizar la estabilidad financiera del sistema así como la reducción de las emisiones y el cumplimiento de los objetivos comunitarios. Para ello, este proyecto propone el desarrollo de microrredes inteligentes que permitan garantizar el suministro de electricidad en núcleos urbanos de forma que:

- Se utilicen las fuentes de generación disponibles en el entorno del consumo: esto reduciría las pérdidas en las redes de transporte al reducirse la distancia entre la generación y la demanda.
- Se integren todas las tecnologías renovables disponibles, incluyendo la geotermia en las Islas Canarias - quizás con el apoyo adecuado en la Península - y la biomasa.
- Se utilice la cogeneración con la intención primera con la que se primó en un principio, es decir, para aumentar la eficiencia de los procesos que utilizaban calor y electricidad.
- Se realice el aprovechamiento energético de los residuos agrícolas, forestales y especialmente urbanos - ya que se producen diariamente y cerca de los consumos - y así evitar también la instalación de nuevos vertederos controlados.



**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo



FIGURA 60 - INCINERADORA DE RESIDUOS SPITTELAU, EN VIENA.  
FUENTE: WIEN ENERGIE

En cualquier caso, a pesar de los beneficios que presenta ésta tecnología, la producción de electricidad se realiza con turbinas o motores de combustión interna, los cuales cuentan con unos tiempos de respuesta demasiado lentos como para actuar de respaldo de la generación renovable no gestionable. Otra opción interesante sería la metanización o digestión anaeróbica de los residuos orgánicos, que permite obtener biogás para la producción de energía eléctrica. Sin embargo, al igual que en el caso de la incineración, la generación eléctrica se produciría mediante turbinas y motores de combustión interna por lo que la respuesta sería demasiado lenta.

Es precisamente la necesidad de una respuesta rápida y precisa ante las fluctuaciones de las tecnologías no gestionables de las características de la energía eólica y fotovoltaica, lo que justifica la utilización de la gasificación por plasma, entre otras ventajas. Se trata de un proceso térmico – en ausencia de oxígeno, a diferencia de la incineración - que mediante temperaturas entre los 4000 y 7000 °C, logra disociar la materia orgánica en sus componentes fundamentales, principalmente hidrógeno y monóxido de carbono, mezclados en el llamado gas de síntesis. Además, al no haber combustión, las emisiones son mucho más reducidas y es un proceso libre de cenizas.

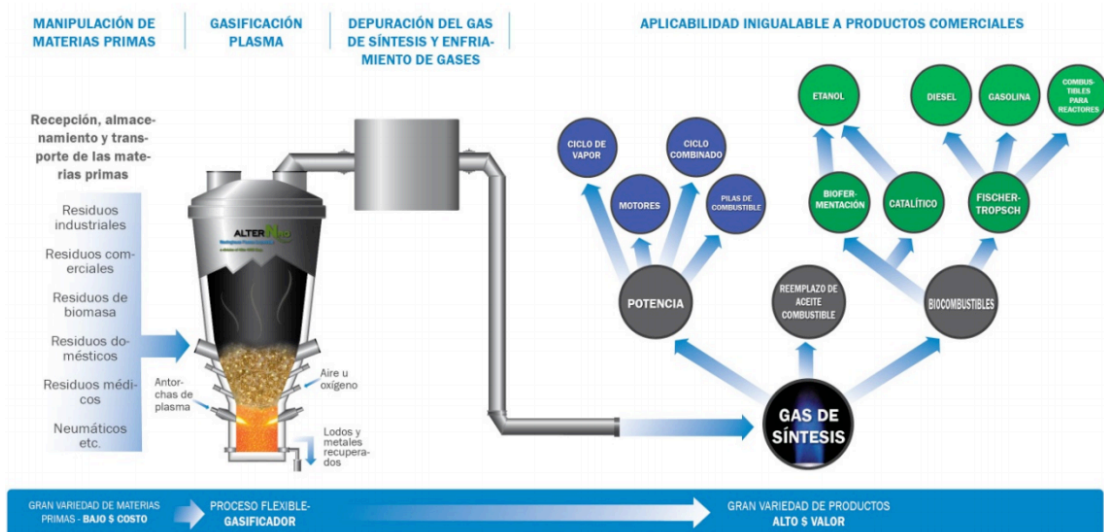


FIGURA 61 - PROCESO DE GASIFICACIÓN POR PLASMA. FUENTE: WESTINGHOUSE PLASMA

El producto obtenido, el gas de síntesis, está compuesto principalmente por hidrógeno y monóxido de carbono en un 80%. También contiene CO<sub>2</sub> o nitrógeno. Una

particularidad es que ésta composición es esencialmente la misma independientemente del tipo de residuos utilizados, variando únicamente la cantidad obtenida. Por ello, el proceso es bastante flexible y permite la introducción de distintos tipos de residuos sin diseñar procesos separados para cada uno – como requiere un vertedero controlado – o ajustar los parámetro de combustión – como requiere la incineración, debido a las diferencias de poder calorífico entre ellos. El gas de síntesis obtenido tiene un gran número de aplicaciones. Entre ellas, resulta especialmente interesante la utilización del mismo en pilas de combustible para la producción de energía eléctrica, debido a su alto contenido en hidrógeno.

Las pilas de combustible presentan una alta eficiencia, un tiempo de respuesta suficientemente alto como para satisfacer las necesidades de la microrred y un nivel de emisiones prácticamente nulo. Constituyen así el sistema más adecuado para servir de respaldo a las tecnologías renovables implantadas en la microrred. Además, el hidrógeno se puede producir en momentos de excedente de producción renovable y almacenarse para producir durante los picos de demanda o los momentos de baja producción renovable.

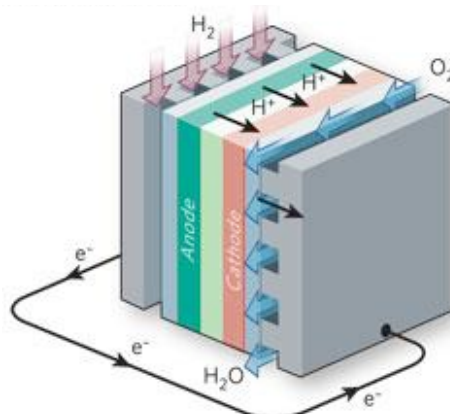
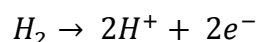


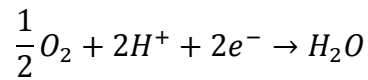
FIGURA 62 - FUNCIONAMIENTO DE UNA PILA DE COMBUSTIBLE. FUENTE: NATURE

Las pilas de combustible transforman la energía química de un combustible, hidrógeno en este caso, en electricidad con un alto rendimiento. Su composición básica cuenta con un ánodo (electrodo negativo) a un lado, un cátodo (electrodo positivo) al otro y entre medias un electrolito que sirve de unión entre ellos. En función del tipo de electrolito utilizado se consideran diferentes tipos de pila de combustible. También cuenta con un catalizador que promueve las reacciones que tienen lugar en las superficies entre el ánodo, el cátodo y el electrolito. El funcionamiento es el siguiente:

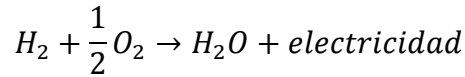
1. El hidrógeno fluye a través el ánodo y gracias a la presencia del catalizador la siguiente reacción tiene lugar:



2. El electrolito sólo permite el paso de iones hacia el cátodo al otro lado de la pila de combustible. Los electrones circulan entonces a través de un circuito externo. Este flujo de electrones es, por tanto, una corriente eléctrica.
3. El oxígeno, a su vez, fluye a través del cátodo, donde se combina con los iones de hidrógeno que han viajado a través del electrolito y los electrones que lo han hecho a través del circuito eléctrico según la siguiente reacción:



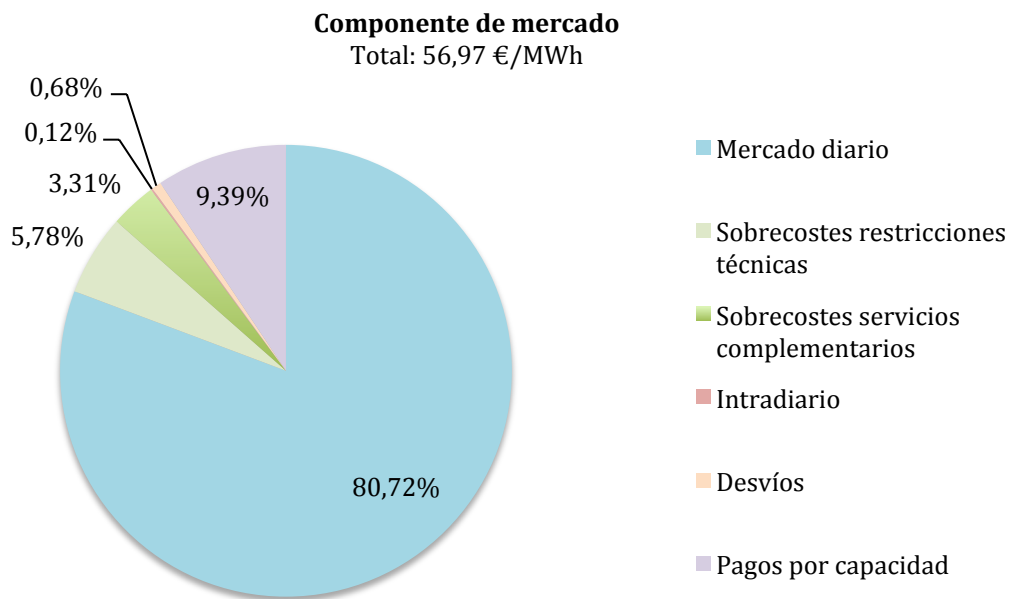
Así, de forma global, la reacción que se produce en una pila de combustible es la siguiente,



por la que se obtiene electricidad a partir de hidrógeno y oxígeno sin otro subproducto que agua, con una gran eficiencia y un tiempo de respuesta muy reducido.

#### 4. EFECTO EN EL PRECIO DEL kWh

Cómo se vio en el Capítulo 3, la estructura del kWh en España se puede dividir en la componente de mercado y la componente regulada, las cuales a su vez se pueden dividir de la siguiente manera:



**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

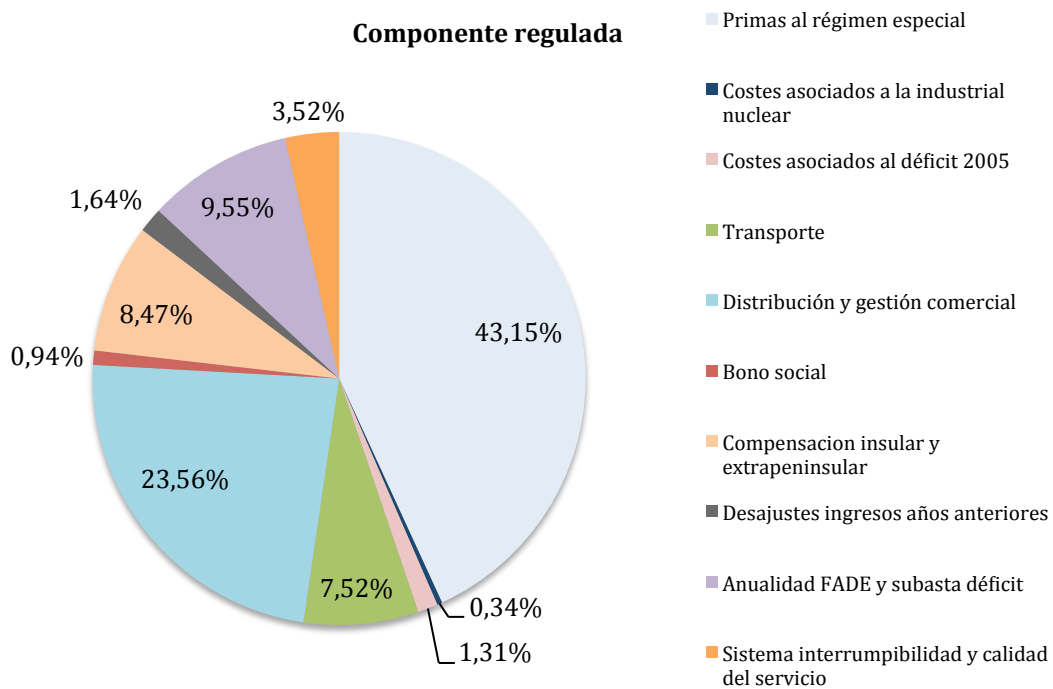


FIGURA 63 – DESGLOSE DE LAS COMPONENTES DE MERCADO Y REGULADAS DEL PRECIO DEL KWH Y SU PESO MEDIO ANUAL EN 2013. FUENTE: ESIOS.REE Y CNMC

La reforma regulatoria del Sector llevada a cabo a partir del año 2012 ha buscado reducir el peso de determinados componentes, especialmente aquellos relacionados con el antes llamado régimen especial, a partir de la profunda modificación del sistema retributivo de las instalaciones de generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. También propone la hibernación de determinados ciclos combinados para reducir la cuantía de los pagos por capacidad e introduce ciertos impuestos a la generación para aumentar los ingresos del sistema en un intento de evitar acumular una mayor deuda tarifaria, entre otras medidas. Así, se ha buscado reorganizar los costes e ingresos del sistema a través de medidas regulatorias y no estructurales que corrijan las principales anomalías del sistema eléctrico español las cuales también contribuyen al elevado precio de la electricidad.

Por ello, la principal motivación para la implantación de microrredes que incorporen tecnologías como las descritas en los apartados anteriores es la reducción real y efectiva de los costes del sistema eléctrico, ya que, si se analiza la composición del precio del kWh a la luz de la economía de las microrredes inteligentes, se puede observar cómo muchos de éstos costes desaparecerían o se reducirían notablemente gracias a las mismas:

- En cuanto a la componente de mercado, debido al menor tamaño de las microrredes y a su naturaleza inteligente, los sobrecostes debidos a los servicios complementarios y las restricciones técnicas se verían reducidos

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

gracias a una mayor capacidad de predicción de la demanda y de la generación renovable y unos sistemas de control y comunicación más eficientes.

- Por su parte, los pagos por capacidad no serían necesarios ya que los ciclos combinados podrían trabajar de forma rentable las horas necesarias para abastecer las regiones de su entorno, mientras que en las microrredes que incorporen tecnologías renovables el respaldo de aquellas fuentes no gestionables se podrá realizar, como ya se ha mencionado, con fuentes renovables gestionables como la geotermia, si procede, o las pilas de combustible que utilizan hidrógeno a partir de la gasificación por plasma de los residuos. Los costes asociados a la industrial nuclear no tendrán sentido en las microrredes que no incorporen energía nuclear.
- En cuanto a la componente regulada, el coste del sistema de interrumpibilidad y gestión de la demanda podrá ser reducido del mismo modo que los servicios complementarios, ya que la naturaleza de las redes inteligentes se basa precisamente en una mejor gestión del equilibrio entre generación y demanda gracias a mejores predicciones y comunicación y control más efectivos.
- Las primas al régimen especial, ahora llamado régimen retributivo específico, continuarán garantizando una rentabilidad razonable de las inversiones como se ha establecido en el nuevo marco regulatorio del Sector, de forma que no supongan un sobre coste excesivo al sistema como venían haciendo anteriormente. Por su parte, la gasificación por plasma de los residuos se financiará a través del impuesto municipal que cubre el tratamiento de los residuos sólidos urbanos, que en lugar de destinarse a la creación y mantenimiento de vertederos controlados, se destinará al aprovechamiento energético de los mismos.
- Por su parte, los costes de transporte y distribución se verán reducidos debido a la proximidad entre las instalaciones de generación y los centros de consumo. El coste de mantenimiento y la operación del conjunto de líneas y subestaciones será menor ya que no se requerirán largas líneas de alta tensión que transporten la energía cientos de kilómetros. Del mismo modo, las pérdidas en las líneas serán menores por lo que se aumentará la eficiencia de la red.
- Igualmente, a través de la implantación de microrredes en los sistemas insulares y extrapeninsulares se lograría la independencia energética de los mismos y el aprovechamiento de las fuentes de energía renovables presentes en ellos – p.e. la geotermia en las Islas Canarias – de forma que su precio pueda ser comparable al de los Sistemas Peninsulares y se pueda eliminar el cargo en concepto de compensación insular y extrapeninsular.
- Finalmente, gracias a todo esto se evitará el aumento del déficit tarifario, ya que los ingresos del sistema serán capaces de cubrir los costes del mismo. Sin embargo, los costes asociados al pago del déficit de tarifa acumulado se mantendrán hasta el completo pago del mismo.

**Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.  
Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

Así, a modo de resumen, en la siguiente tabla se indican aquellos costes y componentes del precio de la electricidad que disminuirían o desaparecerían en caso de implantar un sistema eléctrico basado en microrredes inteligentes:

COMPONENTE DE MERCADO	Mercado diario	
	Mercado intradiario	Reducido
	<del>Pagos por capacidad</del>	
	Sobrecostes por restricciones técnicas	Reducido
	Sobrecostes por servicios complementarios	Reducido
COMPONENTE REGULADA Peajes de acceso	Gestión de desvíos	Reducido
	Costes de transporte	Reducido
	Costes de distribución y gestión comercial	Reducido
	Servicio de interrumpibilidad	Reducido
	Primas al régimen especial	
	<del>Meratoria nuclear</del>	
	Tasa CNMC	
	<del>Compensación insular y extrapeninsular</del>	
	<del>Segunda parte del ciclo de combustible nuclear</del>	
	Costes asociados al déficit de tarifa	
OTROS PAGOS	Margen comercial	
	Alquiler de equipos de medida	
	Impuestos	
	Bono social	

FIGURA 64 – COMPONENTES DEL PRECIO DEL KWH Y SU VARIACIÓN EN UN SISTEMA BASADO EN MICRORREDES INTELIGENTES. FUENTE: ELBAORACIÓN PROPIA.

Esta reducción en los costes se estima que podría suponer una reducción de alrededor del 20% en el precio del kWh, lo que permitiría garantizar un precio razonable tanto para el consumidor doméstico como el industrial, de forma que se garantice la sostenibilidad económica del sector, se reduzca el déficit año tras año y se cumplan los objetivos comunitarios en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub>, eficiencia y penetración renovable.

## 5. EJEMPLOS DE MICRORREDES

### MICRORRED DE HACHINOHE, JAPÓN



FUENTE: GOOGLE MAPS

La microrred de Hachinohe lleva operativa desde Octubre de 2005. Destaca especialmente pues los sistemas de generación incorporados a la microrred se basan únicamente en energías renovables: energía fotovoltaica, eólica y biomasa. La microrred está conectada a la red de distribución en un único punto

La parte no gestionable de la microrred está formada por 4 paneles solares con una capacidad total de 80 kW y 3 turbinas eólicas con una capacidad total de 20 kW. En total suponen en torno al 17% de la capacidad total del sistema. Por su parte, la parte gestionable se basa en tres conjuntos turbina- generador con una capacidad total de 510 kW, alimentadas con biogás extraído

de la digestión anaeróbica de residuos. Se producen en torno a  $3000\text{m}^3$  de biogás al día, y se pueden almacenar hasta  $6000\text{m}^3$ . Para la producción del biogás en el digester anaeróbico, se aprovecha el calor residual de las turbinas de gas a través de una caldera de vapor y si es necesario, utiliza virutas de madera como combustible. Por último, una batería de plomo-ácido de  $100\text{kW}$  permite responder a los cambios bruscos en la producción no gestionable, ya que las turbinas tienen un tiempo de respuesta lento comparado con el necesario para el buen funcionamiento de la microrred.

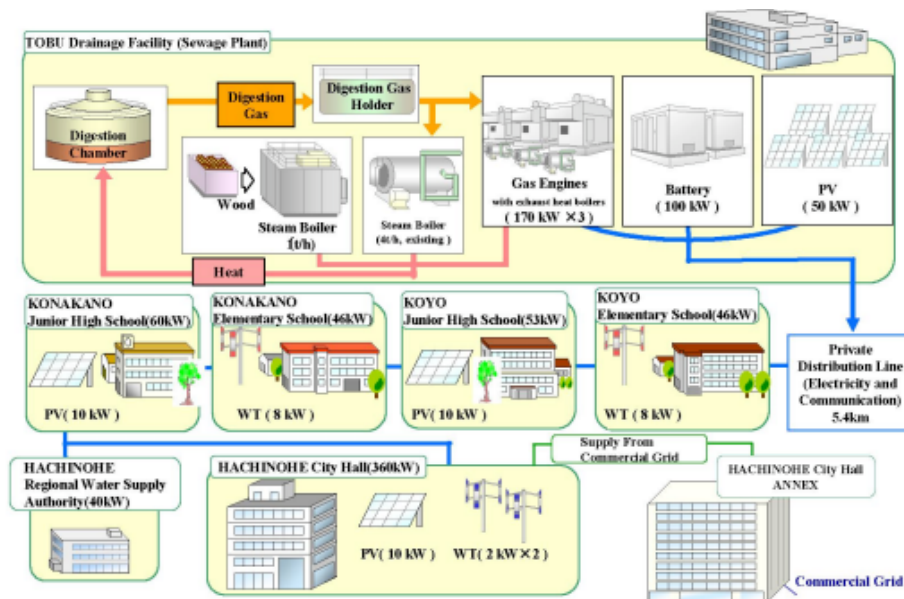


FIGURA 65 – CONFIGURACIÓN DE LA MICRORRED DE HACHINOHE. FUENTE: KOJIMA, Y. A DEMONSTRATION PROJECT IN HACHINOHE, MICROGRID WITH PRIVATE DISTRIBUTION LINE. IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, 2007.

## MICRORRED DE EIGG, ESCOCIA



FUENTE: GOOGLE MAPS

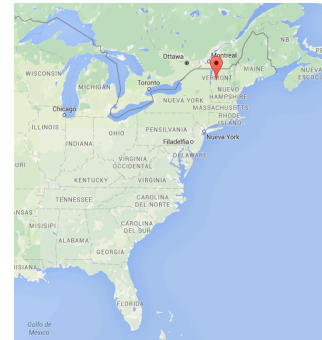
La isla de Eigg, en la costa escocesa, cuenta con una microrred operativa desde 2008 que abastece a sus 90 residentes. Antes del desarrollo del proyecto, subvencionado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, los habitantes dependían de generadores diesel y pequeños generadores hidráulicos para satisfacer sus propias necesidades eléctricas de forma individual, ya que no estaban conectados a la red de distribución de la costa.

El proyecto ha conseguido integrar múltiples fuentes de generación renovable, reduciendo el uso de generadores diesel. Cuenta con  $24\text{ kW}$  procedentes de cuatro turbinas eólicas,  $32\text{ kW}$  procedentes de paneles solares y  $110\text{ kW}$  de generación hidráulica: un generador de  $100\text{ kW}$  y dos pequeños de  $5\text{ kW}$  cada uno.

La microrred permite que la isla disponga de electricidad 24 horas al día, a precios mucho más reducidos y en su mayoría procedente de fuentes renovables.

### MICRORRED EN MAD RIVER PARK, VERMONT, EEUU

La empresa americana Northern Power Systems ha construido una microrred en el parque industrial Mad River en el que se encuentra su sede principal. La microrred abastece a 6 edificios comerciales e industriales y 12 residencias. Puede funcionar en forma de isla, aislada de la red de distribución. La generación no gestionable consiste en paneles solares. Por su parte, la gestionable se compone de generadores de 280 y 100 kW utilizando biodiesel y propano.



FUENTE: GOOGLE MAPS

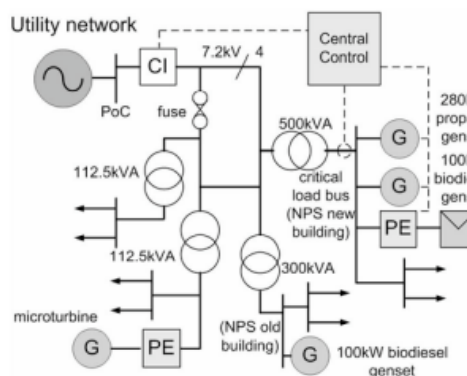


FIGURA 66 - MICRORRED DE MAD RIVER PARK. FUENTE: BARNES M., KONDOH J. REAL WORLD MICROGRIDS – AN OVERVIEW. IEEE TRANSACTIONS ON SMART-GRIDS, 2007

## 6. EJEMPLOS DE INSTALACIONES DE TRATAMIENTO DE RESIDUOS POR GASIFICACIÓN POR PLASMA



FUENTE: GOOGLE MAPS

Una de las plantas de gasificación por plasma más importantes del mundo, perteneciente a la compañía Westinghouse Plasma Corporation, es la planta de Mihama-Mikata en Japón. Procesa diariamente 20 toneladas de residuos sólidos urbanos y 4 toneladas de lodos de depuración. El gas de síntesis se utiliza para producir calor para secar los lodos de depuración.

El grupo WPC cuenta con otras dos plantas comerciales operativas en Pune, India, utilizada para la eliminación de residuos peligrosos procedentes de más de 30 industrias instaladas en India; y en Wuhan, China. En ésta última, el gas de síntesis será procesado para convertirlo en combustible para el transporte. Además, otra planta está en construcción en el nordeste de Inglaterra, en Teesside. Ésta planta sí utilizará el gas de síntesis para la producción de electricidad, en torno a 50 MW. Se planea que empiece a operar a finales de 2016.

# Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España. Aplicación a la economía de las redes inteligentes.

Pilar Alfaro Cerezo

## CAPÍTULO 6: BIBLIOGRAFÍA

### Leyes

- Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear. Ref: BOE-A-1964-7544
- Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional. Ref: BOE-A-1994-28966
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Ref: BOE-A-1997-25340
- Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas fiscales, Administrativas y del Orden Social. Ref: BOE-A-1997-28053.
- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. Ref: BOE-A-1998-232841
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Ref: BOE-A-2007-13024
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Ref: BOE-A-2012-15649
- Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Ref: BOE-A-2013-11332
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Ref: BOE-A-2013-13645

### Reales Decretos-Leyes

- Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. Ref: BOE-A-2006-11285.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Ref: BOE-A-2009-7581
- Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. Ref: BOE-A-2010-5879
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Ref: BOE-A-2010-19757
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Ref: BOE-A-2012-1310.
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Ref: BOE-A-2012-4442.

- Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Ref: BOE-A-2012-9364
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Ref: BOE-A-2013-1117.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Ref: BOE-A-2013-7705

### Reales Decretos

- Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, sobre ordenación de actividades en el Ciclo del Combustible Nuclear. Ref: BOE-A-1980-778
- Real Decreto 1522/1984, de 4 de julio, por el que se autoriza la constitución de la «Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S. A.» (ENRESA). Ref: BOE-A-1984-18431
- Real Decreto 1899/1984, de 1 de agosto, por el que se modifica el Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, sobre ordenación de actividades en el ciclo del combustible nuclear. Ref: BOE-A-1984-24130
- Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio. Ref: BOE-A-1987-27929
- Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. Ref: BOE-A-1997-27816
- Real Decreto 2020/1997, de 26 de diciembre, por el que se establece un régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras. Ref: BOE-A-1997-28000.
- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Ref: BOE-A-1998-30041
- Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Ref: BOE-A-1998-30042
- Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía. Ref: BOE-A-1999-18000
- Real Decreto 1464/1999, de 17 de septiembre, sobre actividades de la primera parte del ciclo del combustible nuclear. Ref: BOE-A-1999-19810
- Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Ref: BOE-A-2001-20850.
- Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002. Ref: BOE-A-2001-24757.

## Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España. Aplicación a la economía de las redes inteligentes.

Pilar Alfaro Cerezo

- Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia. Ref: BOE-A-2002-25419.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Ref: BOE-A-2004-5562
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Ref: BOE-A-2007-10556
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. Ref: BOE-A-2007-16478
- Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Ref: BOE-A-2008-5159
- Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. Ref: BOE-A-2008-4143
- Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. Ref: BOE-A-2013-13766
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Ref: BOE-A-2013-13767
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Ref: BOE-A-2014-6123.
- Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. Ref: BOE-A-2014-3376
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Ref: BOE-A-2015-10927.
- Real Decreto 947/2015, de 16 de octubre, por el que se establece una nueva convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sistema eléctrico peninsular y para instalaciones de tecnología eólica. Ref: BOE-A-2015-11200
- Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008. Ref: BOE-A-2007-22458.
- Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. Ref: BOE-A-2009-10328
- Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007. Ref: BOE-A-2011-18064.
- Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Ref: BOE-A-2013-1698
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Ref: BOE-A-2014-6495.

### Publicaciones y artículos

#### Cuadernos de la Energía – Club de la Energía, Garrigues y Deloitte.

- Soria, J.M. “Situación y perspectivas del futuro energético español”, Cuadernos de la Energía nº41, Diciembre 2013.
- Sebastián, M. “Algunas reflexiones sobre la situación energética”, Cuadernos de la Energía nº41, Diciembre 2013.
- Rodríguez, M. “Los sistema eléctricos no peninsulares”, Cuadernos de la Energía nº42, Julio 2014.
- Villafruela, L., “El nuevo modelo de retribución del transporte de electricidad”, Cuadernos de la Energía nº42, Julio 2014.
- Bordio, S. “Un nuevo modelo de retribución a la distribución eléctrica”, Cuadernos de la Energía nº42, Julio 2014..
- Baena, A. “Cómo promover las renovables... y no morir en el intento”, Cuadernos de la Energía nº42, Julio 2014.
- Acevedo, J. “La reforma del régimen económico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”, Cuadernos de la Energía nº42, Julio 2014.
- Donoso, J. “La energía fotovoltaica y la Reforma Eléctrica”, Cuadernos de la Energía nº42, Julio 2014.
- Rodríguez, J. “Cogeneración en España: nuevos horizontes en la Reforma Eléctrica”. Cuadernos de la Energía nº42, Julio 2014.
- Lasheras, F. “El déficit de tarifa y las reformas para corregirlo. El punto de vista comunitario”, Cuadernos de la Energía nº43, Octubre 2014.
- Montes, E. “La fiscalidad del sector eléctrico y su necesidad de reforma”, Cuadernos de la Energía nº43, Octubre 2014.
- Pascual, A. “La competitividad de los ciclos combinados en el mercado eléctrico español”, Cuadernos de la Energía nº43, Octubre 2014.

### Órdenes Ministeriales

- Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. Ref: BOE-A-2007-14798
- Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. Ref: BOE-A-2007-17978.

## Estudio crítico del coste y del precio de la energía eléctrica en España. Aplicación a la economía de las redes inteligentes.

Pilar Alfaro Cerezo

- Sancha, J.L. “Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)”, Cuadernos de la Energía nº43, Octubre 2014.
- Soto, F. “Un nuevo mecanismo de asignación del Servicio de Gestión de la Demanda de Interrumpibilidad”, Cuadernos de la Energía nº43, Octubre 2014.
- Urquiza, f. “El déficit eléctrico y su financiación”, Cuadernos de la Energía nº43, Octubre 2014.
- Rojas, A., Mañueco, P. “La reforma del sector eléctrico español”, Cuadernos de Información Económica nº239, Marzo 2014
- Publicaciones Red Eléctrica Española**
- “Proyecto INDEL – Atlas de la demanda eléctrica española”, Red Eléctrica Española, Octubre 1998.
- “El Marco Legal Estable. Economía del sector eléctrico español 1988-1997”, Red Eléctrica Española, Octubre 2008.
- “Nueva retribución del transporte de energía eléctrica”, Red Eléctrica Española, Enero 2014
- “Los mercados de servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular español”, Red Eléctrica Española, Mayo 2015.
- “El sistema eléctrico español. Informe anual”, Red Eléctrica Española, 2014-2015
- Manual de la Energía, Energía y Sociedad – Universidad Politécnica de Madrid**
- “Tarifas reguladas”, Manual de la Energía, Energía y Sociedad, Abril 2008
- “El mercado diario”, Manual de la Energía, Energía y Sociedad, Abril 2008
- “Los mercados a plazos”, Manual de la Energía, Energía y Sociedad, Abril 2008.
- “El mercado mayorista” Manual de la Energía, Energía y Sociedad, Octubre 2013
- “El déficit tarifario: qué es, consecuencias y solución”, Manual de la Energía 7.2, Energía y Sociedad, Agosto 2014.
- “Los peajes de acceso y cargos: estructura, costes y liquidación de los ingresos”, Manual de la Energía 7.1, Energía y sociedad, Agosto 2014.
- “Mecanismos de ajuste de demanda y producción”, Manual de la Energía 6.5, Energía y sociedad, Agosto 2014.
- “Formación de precios en los mercados mayoristas a plazo de electricidad”, Manual de la Energía 6.2, Energía y sociedad, Agosto 2014.
- “El precio voluntario al pequeño consumidos”, Manual de la Energía 5.3, Energía y Sociedad, Agosto 2014.
- “Transporte y operación del sistema”, Manual de la Energía 4.2, Energía y Sociedad, Agosto 2014. Rojas, A. Tubío, B. “La retribución de las energía renovables: retos e incertidumbres”. Cuadernos de Información Económica nº245, Marzo 2015.
- Otros**
- Díaz, A.C., Larrea, M., Álvarez, E., Mosácula, C. “De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español.” Cuadernos Orkestra, Fundación Deusto, Abril 2015.
- Boie, I., Fernandes, C. Fría, P., Klobasa, M. “Efficient strategies for the integration of renewable energy into future energy infrastructures in Europe – An analysis base don trasnational modeling and case studies for nine European regions”, Energy Policy 2014, 67.
- Zbigniew C., Subhes C. “Analysis of off-grid sustem at Isle of Eigg (Scotland): Lessons for developing countries”, Renewable Energy 2015, 81.
- Santofimia, M.J., del Toro, X., López, J.C., “Técnicas de Inteligencia Artificial Aplicadas a la Red Eléctrica Inteligente”, Novática nº213, Septiembre-Octubre 2011.
- Kojima Y., Koshio, M., Nakamura, S., Maejima, H., Fujioka, Y., Goda, T., “A demonstation Project in Hachinohe: Micogrid with Private Distribution Line”, 2007 IEEE International Conference on System of Systems Engineering, San Antonio, TX, 2007
- Valsamma, K.M., "Smart Grid as a desideratum in the energy landscape: Key aspects and challenges," Engineering Education: Innovative Practices and Future Trends (AICERA), 2012 IEEE International Conference on, Kottayam, 2012
- Speer, B., Miller, M., Schaffer, W., Gueran, L., Reuter, A., Jang, B., Widgren, K., “The role of Smart Grids in Integrating Renewable Energy” ISGAN Synthesis Report, 2012.
- “Análisis de la Industria de Cogeneración en España” Cogen España, 2011.
- “Análisis del Sector de la Energía Geotérmica en España”, Geoplat, 2015.
- “Energía”, Foro de la Industria Nuclear Española, 2007-2016.
- “Las redes eléctricas inteligentes”, Fundación Gas Natural Fenosa, Universidad Pontificia de Comillas, 2011.
- “Reforma del Sistema Eléctrico, una reforma necesaria”, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Julio 2013.
- “Resumen de calificaciones. Tecnología de gasificación por plasma”, Westinghouse Plasma Corporation, Agosto 2013.
- “Lo que debe saber el consumidor de la liberalización eléctrica”, Instituto Nacional de Consumo, 2012.
- “Guía básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica”, Comunidad de Madrid, Madrid, 2007.
- Proyectos de Fin de Carrera**
- Alonso, A. “Mercados a plazo de la electricidad en España”, Madrid, Septiembre 2008, Universidad Pontificia de Comillas.
- Emilio, P., “Sistema de pagos por capacidad en Europa. Propuestas innovadoras de aplicación a la situación de los CCGTS en el mercado eléctrico español”, Madrid, Julio 2013, Universidad Pontificia de Comillas
- Quintanilla, C., “El coste de la energía eléctrica en España y la influencia de la cogeneración”, Madrid, Junio 2014, Universidad Pontificia de Comillas.
- Fernández, A., “Análisis del coste de la energía eléctrica en España”. Madrid, Julio 2014, Universidad Pontificia de Comillas.
- Moyano, J.A., “Análisis económico-financiero del sistema eléctrico español. Búsqueda de soluciones y viabilidad

## **Estudio critico del coste y del precio de la energía eléctrica en España.**

### **Aplicación a la economía de las redes inteligentes.**

Pilar Alfaro Cerezo

de cada una de ellas”, Madrid, Junio 2015, Universidad Pontificia de Comillas.

Valenciano, A. “Estudio de una microrred inteligente en la ciudad de Huesca”, Madrid, Junio 2015, Universidad Pontificia de Comillas

#### **Páginas Web**

Ree. es

Omie.es

Madrid.org

Unesa.net

Esios.ree.es

Cnmc.es

Minetur.gob.es

Ac.europa.eu/eurostat