



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO ELÉCTRICO

ANÁLISIS CRÍTICO DE LA EVOLUCIÓN DEL COSTE Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Autor: Adrián Santos Mesa
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio 2018

Adrián
Santos
Mesa

**ANÁLISIS CRÍTICO DE LA EVOLUCIÓN DEL COSTE Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA
ELÉCTRICA EN ESPAÑA**



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

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

El autor D. Adrián Santos Mesa DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Análisis crítico de la evolución del coste y del precio de la energía eléctrica en España, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

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

3º. Condiciones de la cesión y acceso

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

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

4º. Derechos del autor.

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

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

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

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

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

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

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 16 de Junio de 2018

ACEPTA



Fdo.....AORIAN SANTOS MESA

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

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

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2017-2018 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.: Adrián Santos Mesa

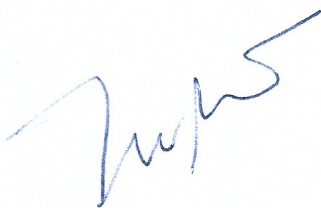
Fecha: 16.106.18

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Julio Montes Ponce de León

Fecha: 17.6.2018





ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO ELÉCTRICO

ANÁLISIS CRÍTICO DE LA EVOLUCIÓN DEL COSTE Y DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Autor: Adrián Santos Mesa
Director: Julio Montes Ponce de León

Madrid
Junio 2018

Resumen

Tanto el precio como los costes de la energía eléctrica en España han tenido una tendencia al alza desde que se inició la liberalización parcial del mercado eléctrico con la aprobación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Este incremento ha sido causado por los numerosos cambios legales que se aprobaron con el objetivo de aumentar la producción de electricidad proveniente de energías renovables. Se establecieron unas retribuciones a la generación para determinados sectores del régimen especial. La gran rentabilidad que ofrecían estas primas tuvo como consecuencia un gran aumento de la potencia renovable instalada y un aumento acelerado del precio de la electricidad.

Este aumento en los costes continuó hasta que, entre los años 2009 y 2013, se aprobaron una serie de cambios normativos destinados a limitar la escalada del coste de las primas a las renovables. El Real Decreto-ley 2/2013, y el Real Decreto-ley 9/2013 pusieron fin a este incremento, reduciendo las primas a las renovables, con el problema de crear inseguridad jurídica y llevando a muchos inversores a demandar al Estado español frente a tribunales de arbitraje internacionales.

Tras los cambios legislativos se introdujo un nuevo régimen de retribución a las renovables, desarrollado en el Real Decreto 413/2014, que fijaba el concurso público como método para asignar el nuevo mecanismo de primas. Estas subastas permiten al gobierno controlar cuanta potencia será instalada, evitando que se repita un exceso de inversión. Las subastas logran que el coste para el sistema sea menor pues las primas se adjudican mediante incentivos a la inversión cuya cuantía se determina en una puja a la baja por parte de las empresas.

En los próximos años se deberá continuar instalando más generación renovable, pues España debe cumplir con los objetivos de generación de renovables fijados por la Unión Europea. La principal dificultad para alcanzar estos objetivos es la estabilidad del sistema, pues las tecnologías renovables más competitivas no son gestionables. La no gestionabilidad también aumenta los costes del sistema, principalmente en los pagos por capacidad, el servicio de interrumpibilidad y los servicios de ajuste.

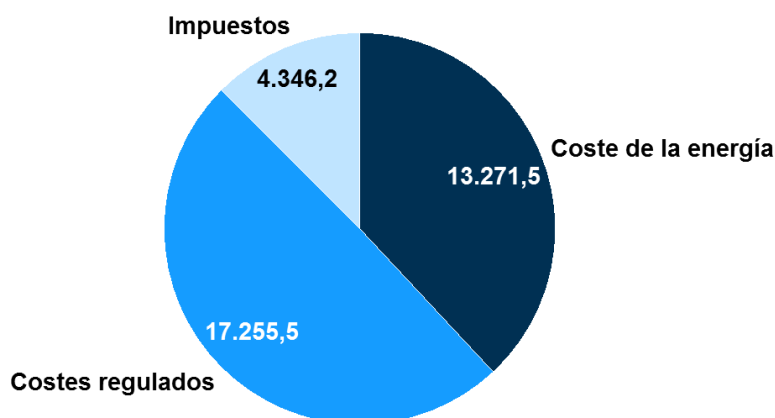
Para evitar añadir más generación no gestionable al sistema, lo cual obliga a mantener potencia de respaldo y puede poner en peligro la estabilidad del sistema, sería interesante fomentar el desarrollo de otras energías renovables gestionables, como la biomasa o la geotermia. El desarrollo de la biomasa no ha sido incentivado en la misma medida que las otras renovables, solar y eólica y aún no está tan desarrollada como estas por lo que no puede competir en costes. Pero como ya hemos comentado, el coste de producción no es el único coste que debe afrontar el sistema, y la gestionabilidad tiene un valor económico, aunque no haya sido cuantificado. En los próximos años, es previsible que la instalación de eólica y solar alcance un límite, pues

el sistema no podrá soportar tanta generación no gestionable. Por ello se debería fomentar la inversión en generación controlable como la biomasa o la geotermia.

Las centrales de biomasa más prometedoras son las que utilizan como fuente energética los residuos sólidos urbanos, forestales y agrícolas, pues el cultivo de biomasa exclusivamente para fines energéticos es de dudosa rentabilidad en España, donde la agricultura está subvencionada por la Comunidad Europea. De estas fuentes de biomasa, este trabajo se va a enfocar en la biomasa procedente de residuos sólidos urbanos, por su amplia disponibilidad y las ventajas adicionales que ofrece a nuestro sistema energético, pues su uso también ayudaría a lograr objetivos europeos de reducción en el uso de vertederos controlados.

El objetivo de este trabajo es detallar la evolución que ha tenido el sector, así como su regulación, y qué impacto han tenido en los costes del sistema y, por lo tanto, en el precio de la electricidad en España. Tras analizar los costes del sector, se estudiarán las implicaciones del nuevo sistema retributivo del Real Decreto 413/2014 para los costes del sistema. Finalmente se analizará cómo la tecnología de la gasificación por plasma de los residuos sólidos urbanos podría ser conveniente para acometer los retos de implantación de tecnologías renovables. Se estudiará la viabilidad económica de esta tecnología y cómo impacta el nuevo régimen retributivo en su rentabilidad.

Se puede concluir que, tras los numerosos cambios legislativos de 2013 y 2014, se ha producido una estabilización del sector, tanto a nivel regulatorio como en los costes del sistema, gracias a la estabilización de las primas a las renovables. La reducción de las primas que se produjo, así como la subida de los peajes, consiguió un superávit en el sistema eléctrico. Aunque se logró eliminar el déficit de tarifa, aún existe una importante deuda con las compañías eléctricas que es necesario amortizar. Los costes del sistema han seguido una trayectoria más estable en los últimos años, alcanzando un total de 34.873 millones de euros en 2016, incluyendo impuestos. De este total, las primas supusieron 6.283 millones de euros.

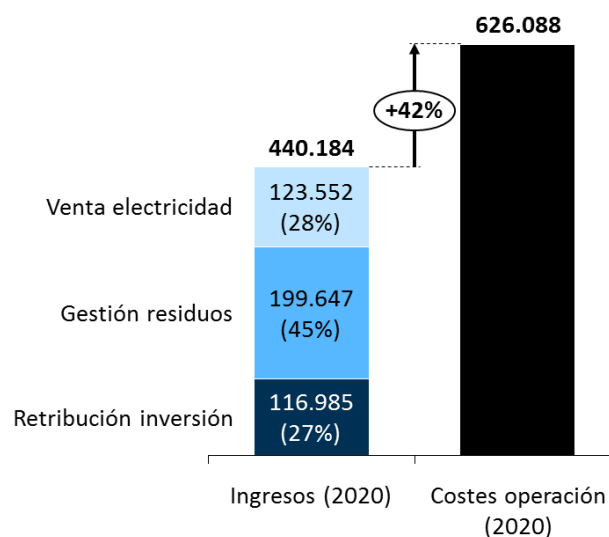


Desglose de los costes del sistema en 2016 (millones de euros)

En cuanto a la futura evolución del sector, en los próximos años será necesario seguir aumentando la generación eléctrica de fuentes renovables para lograr cumplir con objetivos a nivel europeo o a nivel mundial como el Winter Package. El principal reto para lograr estos objetivos será introducir más generación renovable en el sistema sin comprometer su estabilidad. Las tecnologías eólica y solar ya son capaces de competir sin retribución con tecnologías convencionales, como demuestran los resultados de las tres subastas convocadas entre 2016 y 2017. El principal problema de estas tecnologías es su no gestionabilidad. Por ello es necesario incentivar el desarrollo de otras tecnologías que sí son gestionables como la biomasa y que podrían aportar estabilidad al sistema y así complementar a la eólica y solar.

La tecnología de la biomasa tiene un gran potencial para lograr cumplir estos objetivos de añadir generación renovable y aportar potencia estable al sistema. Se ha analizado más en detalle la tecnología de la gasificación por plasma de residuos sólidos urbanos. En su estado actual esta tecnología no puede competir en costes con la eólica y la solar, por ello para incentivar su desarrollo sería necesario convocar subastas diferenciadas por tecnología, de forma similar a la subasta llevada a cabo en enero de 2016. Aunque es cierto que la retribución que percibirían estas instalaciones sería mayor que la de la eólica y la solar, esta mayor retribución sería compensada en parte con menores costes en los pagos por capacidad y los servicios auxiliares del sistema.

Se ha analizado la rentabilidad de esta tecnología a partir de los datos de una instalación piloto en Corea y se puede concluir que, aunque la instalación piloto no es rentable, si se logran efectos de curva de aprendizaje y economías de escala esta tecnología sí podría ser rentable, y además tiene como ventaja contribuir al objetivo de reducción de vertederos controlados. Sin embargo, el escaso número de plantas a nivel mundial y la poca experiencia con esta tecnología son los principales retos que presenta.



Rentabilidad económica de una planta piloto de gasificación por plasma

Abstract

Both the price and the costs of electricity in Spain have had an upward trajectory since the partial liberalization of the electricity sector began with the approval of Law 54/1997 of the Electricity Sector. This increase has been caused by the numerous legal changes that were approved with the aim of increasing the production of electricity from renewable sources. Feed-in tariffs was established for certain technologies, including renewable energies. The great profitability offered by this remuneration resulted in a large increase in installed renewable power and an accelerated increase in the price of electricity.

This increase in costs continued until, between 2009 and 2013, a series of regulatory changes were approved which were aimed at limiting the escalation of the cost of the feed-in tariffs paid to renewables. Royal Decree-Law 2/2013, and Royal Decree-Law 9/2013 put an end to this increase, reducing the feed-in tariffs, with the problem of creating legal uncertainty and leading many investors to sue the Spanish State in international arbitration courts.

After the legislative changes, a new remuneration regime was introduced for renewables, which was developed in Royal Decree 413/2014, which established the public tender as a method to assign the new remuneration mechanism. These auctions allow the government to control how much power will be installed, avoiding excessive investment. The auctions reduce the cost for the system because the remuneration is awarded to the companies willing to accept lower premiums.

In the coming years, more renewable generation will have to be installed, since Spain must comply with the renewable generation objectives set by the European Union. The main difficulty in achieving these objectives is the stability of the system, since the most competitive renewable technologies are not manageable. Non-manageability also increases system costs, mainly capacity payments, interruption service and ancillary services.

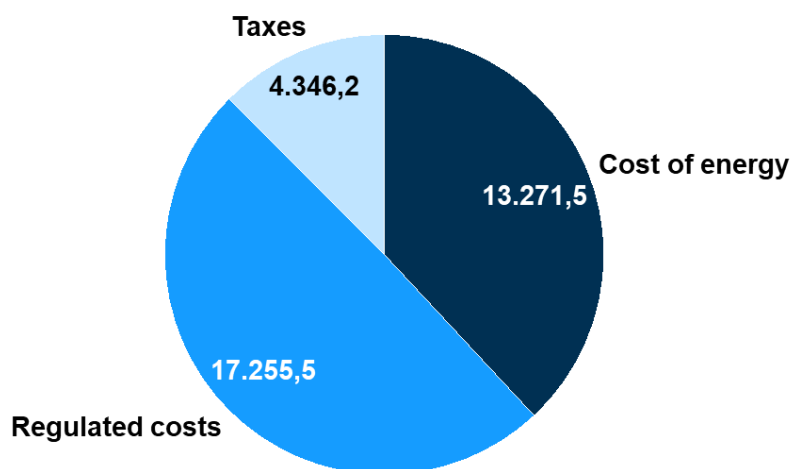
To avoid adding more non-manageable generation to the system, which requires maintaining backup power and may jeopardize the stability of the system, it would be interesting to encourage the development of other renewable energies that can be managed, such as biomass or geothermal energy. The development of biomass has not been encouraged to the same extent as other renewable sources like solar and wind. For this reason, biomass is not yet as developed as these, and it cannot compete in costs. But as we have already mentioned, the cost of production is not the only cost that the system must face, and the manageability has an economic value, even if it has not been quantified. In the coming years, it is foreseeable that the installation of wind and solar will reach a limit, because the system will not be able to support such a high

non-manageable generation. Therefore, investment in controllable generation such as biomass or geothermal energy should be encouraged.

The most promising biomass technologies are those that use urban, forest and agricultural solid waste as an energy source, since the cultivation of biomass exclusively for energy purposes is of dubious profitability in Spain, where the European Community subsidizes agriculture. This work will focus on biomass generated from urban solid waste, due to its wide availability and the additional advantages it offers to our energy system, since its use would also help achieve European objectives of reduction in the use of landfills.

The objective of this work is to detail the historical evolution of the sector and its regulation, and what impact they have had on the system's costs and, therefore, on the price of electricity in Spain. After analysing the costs of the sector, we will study the implications of the new remuneration system defined in Royal Decree 413/2014 for the costs of the system. Finally, we will analyse how the plasma gasification technology of municipal solid waste could be convenient to tackle the challenges of implementation of renewable technologies. We will study the economic viability of this technology and how the new remuneration regime impacts on its profitability.

It can be concluded that, after the numerous legislative changes of 2013 and 2014, there has been a stabilization of the sector, both at the regulatory level and in the system's costs, thanks to the stabilization of the premiums for renewables. The reduction in premiums that occurred, as well as the increase in the regulated segment of the electricity bill, had as a consequence a surplus in the electricity system. Although the tariff deficit was eliminated, there is still a significant debt with the electricity companies that must be amortized. The system costs have followed a more stable trajectory in recent years, reaching a total of 34,873 million euros in 2016, including taxes. Of this total, premiums accounted for 6,283 million euros.

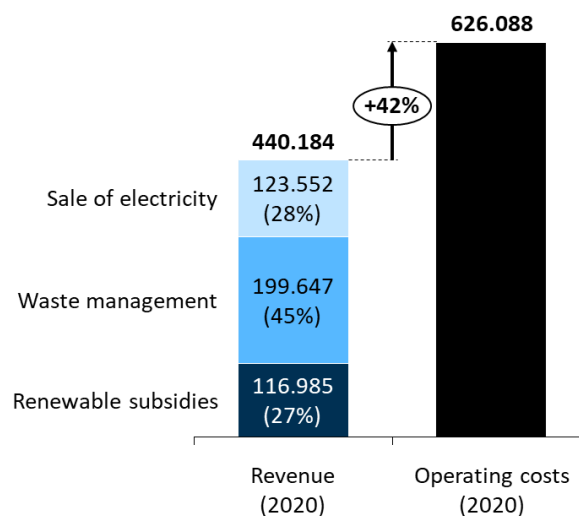


Breakdown of the system costs in 2016 (million euros)

Regarding the future evolution of the sector, in the coming years it will be necessary to continue increasing the generation of electricity from renewable sources in order to achieve European or worldwide objectives such as the Winter Package. The main challenge to achieve these objectives will be to introduce more renewable generation into the system without compromising its stability. Wind and solar technologies are already able to compete without premiums with conventional technologies, as the results of the three auctions held between 2016 and 2017 can show. The main problem with these technologies is their non-manageability. Therefore, it is necessary to encourage the development of other technologies that are manageable such as biomass that could provide stability to the system and thus act as a complement to wind and solar energy.

Biomass technology has great potential to achieve these objectives of adding renewable generation and providing stable power to the system. We have analysed the technology of gasification by plasma of urban solid waste in more detail. In its current state this technology cannot compete in costs with wind and solar, so to encourage its development it would be necessary to organize auctions differentiated by technology, similar to the auction carried out in January 2016. Although it is true that the remuneration that these facilities would receive would be greater than that of wind and solar, this higher remuneration would be compensated in part with lower costs in capacity payments and the ancillary services of the system.

We have analysed the profitability of this technology using the data of a pilot installation in Korea and it can be concluded that, although the pilot installation is not profitable, if learning curve effects and economies of scale are achieved, this technology could be profitable. This technology also has the advantage of contributing to the objective of reducing controlled landfills. However, the small number of plants installed worldwide and the little experience with this technology are the main challenges it presents.



Economic profitability of a plasma gasification pilot plant

Índice

1.	Introducción	15
1.1	Estado de la cuestión	16
1.2	Estructura del trabajo	17
2.	Trasfondo histórico del sector y objetivos climáticos	19
2.1	El sector hasta la Guerra Civil	19
2.2	Desde la posguerra hasta 1973.....	20
2.3	De la crisis del petróleo a la liberalización del sector	21
2.4	Liberalización del sector.....	23
2.5	Desde la liberalización del sector a la reforma de 2013	24
2.6	Reforma de 2013	27
2.7	Situación actual	28
2.8	Objetivos climáticos y medidas regulatorias	31
2.8.1	Iniciativas a nivel mundial	31
2.8.2	Iniciativas a nivel europeo.....	32
3.	Costes actuales del sistema eléctrico	35
3.1	Precios y costes del sistema	35
3.2	Coste de la energía	36
3.2.1	Mercado diario e intradiario	37
3.2.2	Pagos por capacidad	37
3.2.3	Servicio de interrumpibilidad.....	38
3.2.4	Servicios de ajuste	38
3.3	Costes regulados.....	39
3.3.1	Primas renovables.....	40
3.3.2	Red de transporte y distribución.....	40
3.3.3	Deuda tarifaria	41
3.3.4	Subvención a sistemas no peninsulares	41
3.3.5	Operador del sistema (REE)	42
3.3.6	Tasa CNMC	42
3.3.7	Operador de mercado (OMIE)	42
3.4	Impuestos.....	43
4.	Nuevo régimen retributivo del RD 413/2014	45
4.1	Definiciones.....	46

4.2	Cálculo de los parámetros retributivos	49
4.3	Categorías de instalaciones	53
4.4	Ejemplo de cálculo de una instalación	55
4.5	Sistema de subastas.....	63
4.5.1	Subasta del 14 de enero de 2016	63
4.5.2	Subasta del 17 de mayo de 2017	66
4.5.3	Subasta del 26 de julio de 2017	68
4.5.4	Implicaciones del nuevo mecanismo retributivo	70
5.	Potencial de la gasificación por plasma en el sistema eléctrico español	73
5.1	Definición y uso de la biomasa	73
5.1.1	Aprovechamiento energético de la biomasa	75
5.2	Gasificación por plasma de los residuos sólidos urbanos	77
5.3	Planta piloto en Cheongsong, Corea	81
5.4	Análisis económico de la planta con el nuevo marco regulatorio	82
5.4.1	Cálculo de la rentabilidad de una instalación similar a la de Cheongsong 83	
5.4.2	Cálculo de la rentabilidad de una instalación teórica de 100 TPD	84
5.4.3	Cálculo de instalación de 100 TPD con costes modificados	86
6.	Conclusiones	89
	Bibliografía.....	91

Índice de figuras

Figura 1 Potencia instalada en España 1880-1930 (MW). Fuente: Bartolomé 1999	19
Figura 2 Potencia instalada España 1940-1970 (MW). Fuente: Energía 2017, Foro Nuclear.....	20
Figura 3 Potencia instalada España 1980-1995 (MW). Fuente: Energía 2017, Foro Nuclear.....	22
Figura 4 Principales empresas del sector eléctrico (1988, 1997). Fuente: REE (1998)..	23
Figura 5 Evolución potencia instalada España 2000-2013. Fuente: REE.....	25
Figura 6 Déficit de tarifa del sistema eléctrico 2000-2014. Fuente: Mármol y Soto 2016	26
Figura 7 Evolución de las primas a las renovables 2004-2016. Fuente: Energía 2016, Foro Nuclear	28
Figura 8 Evolución de la demanda eléctrica en TWh, 2007-2016. Fuente: REE.....	29
Figura 9 Potencia instalada y energía generada en 2017 por tecnología. Fuente: REE.	30
Figura 10 Objetivos comunitarios 2030. Fuente: El sistema eléctrico español 2016, REE	34
Figura 11 División de los principales tipos de costes del sector	36
Figura 12 Deuda del sector eléctrico 2015-2016. Fuente: CNMC.....	41
Figura 13 Estructura societaria de OMIE y OMIP. Fuente: OMIE.....	43
Figura 14 Valores de los parámetros de la instalación tipo IT-00959. Fuente: IET/1045/2014	57
Figura 15 Evolución del $VNA_{j,a}$ en cada semiperiodo regulatorio	61
Figura 16 Cálculo del factor de anualización	62
Figura 17 Evolución del factor de anualización y el valor neto del activo	62
Figura 18 Principales magnitudes económicas de la instalación (millones de €)	63
Figura 19 Principales fuentes de biomasa. Fuente: IDAE	73
Figura 20 Fuentes de los recursos de biomasa en 2013. Fuente: WBA Global Bioenergy Statistics 2016.....	74
Figura 21 Composición de los Residuos Sólidos Urbanos. Fuente: World Bank Urban development series, No.15.....	75
Figura 22 Esquema de un proceso de gasificación por plasma.....	78
Figura 23 Esquema de la instalación. Fuente: Byun et al (2012)	82
Figura 24 Comparación de ingresos y costes de operación	84

Figura 25 Ingresos y costes a lo largo de la vida útil de la planta de 100 TPD	85
Figura 26 Rentabilidad de la instalación de 100 TPD sin retribución a la inversión	86
Figura 27 Rentabilidad de la instalación con los costes y la inversión mayoradas	87

Índice de tablas

Tabla 1 Potencia prevista y potencia instalada en 2010. Fuente: Fernández (2014)	26
Tabla 2 Comparación del PIB con la demanda eléctrica. Fuente: REE	30
Tabla 3 Desglose de los costes de la energía. Fuente: Cálculo a partir de los datos de REE y CNMC	36
Tabla 4 Servicios de ajuste 2016. Fuente: REE	39
Tabla 5 Costes regulados en 2016. Fuente: CNMC, Orden IET/2735/2015	40
Tabla 6 Impuestos pagados por los consumidores de electricidad. Fuente: Ministerio de Hacienda, estimación a partir de datos de UNESA.....	43
Tabla 7 Estimaciones de precio y límites inferiores y superiores. Fuente: ETU/130/2017	52
Tabla 8 Vida útil regulatoria de las distintas categorías. Fuente: IET/1045/2014	54
Tabla 9 Código de instalación tipo. Fuente: IET/1045/2014	56
Tabla 10 Retribución a la inversión y coeficientes de ajuste. Fuente: IET/1045/2014..	56
Tabla 11 Estimaciones de precio del primer semiperiodo. Fuente: IET/1045/2014.....	58
Tabla 12 Cálculo de instalación tipo 00959	59
Tabla 13 Parámetros de las instalaciones tipo (2015-2016). Fuente: IET/2215/2015...	64
Tabla 14 Parámetros de las instalaciones tipo (2015-2016). Fuente: IET/2215/2015...	64
Tabla 15 Parámetros de las instalaciones tipo (2017-2020). Fuente: IET/2215/2015...	65
Tabla 16 Parámetros de las instalaciones tipo (2017-2020). Fuente: IET/2215/2015...	65
Tabla 17 Porcentajes de reducción para los cuales la retribución a la inversión es cero	65
Tabla 18 Parámetros de las instalaciones en la segunda subasta. Fuente: ETU/315/2017	67
Tabla 19 Valores mínimos y máximos de reducción del valor estándar de la inversión. Fuente: Resolución del 10 de abril de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía	67
Tabla 20 Parámetros resultantes de la subasta. Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas	68
Tabla 21 Códigos de las instalaciones tipo de la tercera subasta. Fuente: ETU/615/2017	69
Tabla 22 Porcentaje de reducción mínimo y máximo. Fuente: Resolución de 30 de junio de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía	70
Tabla 23 Poder calorífico de los Residuos Sólidos Urbanos. Fuente: ISWA	76

Tabla 24 Principales instalaciones de gasificación por plasma. Fuente: Byun et al (2012)	80
Tabla 25 Características de los residuos sólidos urbanos de Cheongsong. Fuente Byun et al (2012)	81
Tabla 26 Parámetros de cálculo para planta piloto	83
Tabla 27 Parámetros para planta de 100 TPD	85
Tabla 28 Comparación inversión y costes de operación de ambas plantas	86
Tabla 29 Parámetros de la instalación de 100 TPD mayorados en un 25%	87
Tabla 30 Comparación parámetros Orden IET/1045/2014 y ETU/315/2017	88

1. Introducción

El sector eléctrico es de gran importancia para el desarrollo económico de un país. La existencia de un suministro eléctrico fiable y asequible es fundamental para que exista una industria competitiva y también es un bien básico que las familias requieren y que supone un gasto significativo en su renta disponible. El sector eléctrico aportó 20.203 millones de euros al Producto Interior Bruto en 2014 (el 1,9%) y emplea más de 180.000 trabajadores, según la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA).

Tanto el precio como los costes de la energía eléctrica en España han tenido una tendencia al alza desde que se inició la liberalización parcial del mercado eléctrico con la aprobación de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Este incremento ha sido causado por los numerosos cambios legales que se aprobaron con el objetivo de aumentar la producción de electricidad proveniente de energías renovables. Se establecieron unas retribuciones a la generación para determinados sectores del régimen especial. La gran rentabilidad que ofrecían estas primas tuvo como consecuencia un gran aumento de la potencia renovable instalada y un aumento acelerado del precio de la electricidad.

Este aumento en los costes continuó hasta que, entre los años 2009 y 2013, se aprobaron una serie de cambios normativos destinados a limitar la escalada del coste de las primas a las renovables. El Real Decreto-ley 2/2013, y el Real Decreto-ley 9/2013 pusieron fin a este incremento, reduciendo las primas a las renovables, con el problema de crear inseguridad jurídica y llevando a muchos inversores a demandar al Estado español frente a tribunales de arbitraje internacionales.

Tras los cambios legislativos se introdujo un nuevo régimen de retribución a las renovables, desarrollado en el Real Decreto 413/2014, que fijaba el concurso público como método para asignar el nuevo mecanismo de primas. Estas subastas permiten al gobierno controlar cuanta potencia será instalada, evitando que se repita un exceso de inversión. Las subastas logran que el coste para el sistema sea menor pues las primas se adjudican mediante incentivos a la inversión cuya cuantía se determina en una puja a la baja por parte de las empresas.

En los próximos años se deberá continuar instalando más generación renovable, pues España debe cumplir con los objetivos de generación de renovables fijados por la Unión Europea. La principal dificultad para alcanzar estos objetivos es la estabilidad del sistema, pues las tecnologías renovables más competitivas no son gestionables. La no gestionabilidad también aumenta los costes del sistema, principalmente en los pagos por capacidad, el servicio de interrumpibilidad y los servicios de ajuste.

Para evitar añadir más generación no gestionable al sistema, lo cual obliga a mantener potencia de respaldo y puede poner en peligro la estabilidad del sistema, sería interesante fomentar el desarrollo de otras energías renovables gestionables, como la

biomasa o la geotermia. El desarrollo de la biomasa no ha sido incentivado en la misma medida que las otras renovables, solar y eólica y aún no está tan desarrollada como estas por lo que no puede competir en costes. Pero como ya hemos comentado, el coste de producción no es el único coste que debe afrontar el sistema, y la gestionabilidad tiene un valor económico, aunque no haya sido cuantificado. En los próximos años, es previsible que la instalación de eólica y solar alcance un límite, pues el sistema no podrá soportar tanta generación no gestionable. Por ello se debería fomentar la inversión en generación controlable como la biomasa o la geotermia.

Las centrales de biomasa más prometedoras son las que utilizan como fuente energética los residuos sólidos urbanos, forestales y agrícolas, pues el cultivo de biomasa exclusivamente para fines energéticos es de dudosa rentabilidad en España, donde la agricultura está subvencionada por la Comunidad Europea. De estas fuentes de biomasa, este trabajo se va a enfocar en la biomasa procedente de residuos sólidos urbanos, por su amplia disponibilidad y las ventajas adicionales que ofrece a nuestro sistema energético, pues su uso también ayudaría a lograr objetivos europeos de reducción en el uso de vertederos controlados.

El objetivo de este trabajo es detallar la evolución que ha tenido el sector, así como su regulación, y qué impacto han tenido en los costes del sistema y, por lo tanto, en el precio de la electricidad en España. Tras analizar los costes del sector, se estudiarán las implicaciones del nuevo sistema retributivo del Real Decreto 413/2014 para los costes del sistema. Finalmente se analizará cómo la tecnología de la gasificación por plasma de los residuos sólidos urbanos podría ser conveniente para acometer los retos de implantación de tecnologías renovables. Se estudiará la viabilidad económica de esta tecnología y cómo impacta el nuevo régimen retributivo en su rentabilidad.

1.1 Estado de la cuestión

El análisis del sector eléctrico tiene una gran relevancia por la dependencia que tiene la economía del país de las fuentes de energía. El sector eléctrico es un sector con una abundante regulación, la cual ha sufrido cambios sustanciales en las dos últimas décadas (1997-2017) según ha avanzado la liberalización y han evolucionado los objetivos climáticos. El gran número de cambios legislativos ha producido algunos errores de política energética como el ya mencionado déficit de tarifa que tuvo que ser solventado en leyes posteriores. Por ello tiene una gran relevancia estudiar la evolución de este sector en las últimas décadas para así proponer vías de actuación que no repitan errores pasados.

Bolea et al (2012) hace un análisis del sector energético en su conjunto, incluyendo un análisis del sector eléctrico, tanto del precio como del coste de la energía eléctrica.

También hace un análisis de las políticas llevadas a cabo y hace proyecciones de la posible evolución del precio.

López (2014) estudia en profundidad los distintos componentes de los precios y costes de la electricidad, así como su evolución en los últimos años. También detalla los efectos en las primas a las renovables tras la aprobación de los cambios legislativos de 2013.

Es relevante estudiar la experiencia de otros países con la liberalización del mercado eléctrico y la introducción de fuentes de energía renovables, pues ante estos retos los legisladores de los diferentes países han tomado medidas y aprobado leyes diferentes, y se han encontrado con dificultades que deben ser tenidas en cuenta en España. En el entorno internacional los países europeos, y entre ellos Alemania con el llamado *Energiewende*, tienen una especial relevancia. Alemania es el país europeo que está invirtiendo con mayor intensidad en la actualidad en esta transformación del sector energético, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Y con la dificultad añadida del plan de cierre de las centrales nucleares (*Atomausstieg*). La transición energética en Alemania es explicada en detalle por Álvarez (2016).

1.2 Estructura del trabajo

El capítulo 2 comienza con una descripción de la evolución del sector y su desarrollo normativo, su situación actual, y los objetivos climáticos a nivel europeo y mundial. El capítulo 3 detalla los costes del sistema, incluyendo el coste de la energía, costes regulados e impuestos. El capítulo 4 explica el procedimiento de cálculo del nuevo régimen retributivo y las subastas que se han convocado en 2016 y 2017. El capítulo 5 trata sobre la biomasa y la tecnología de la gasificación por plasma y desarrolla un análisis económico de la tecnología y su viabilidad en España.

2. Trasfondo histórico del sector y objetivos climáticos

La larga duración tanto de la construcción como de la operación de las centrales eléctricas, así como la elevada inversión que requieren, hace que la planificación del sector a largo plazo sea fundamental para los costes del sistema. Decisiones erróneas de política energética pueden producir elevados costes al sistema durante un largo periodo de tiempo.

2.1 El sector hasta la Guerra Civil

El uso de la electricidad en España se inició en la segunda mitad del siglo XIX. En estos años fue utilizada principalmente para el alumbrado público y para la industria, y aparecieron las primeras empresas suministradoras de electricidad. En sus inicios la electricidad se generaba en corriente continua, con el inconveniente de que la corriente continua no puede transportarse largas distancias. Esto dificultó el uso de los recursos hidráulicos pues se encontraban a cierta distancia de los centros de uso, por lo que predominó la generación térmica. En 1900 había en España una potencia instalada de 71,418 MW, de la cual el 65% correspondía a centrales térmicas y el resto a hidroeléctrica (Figura 1).

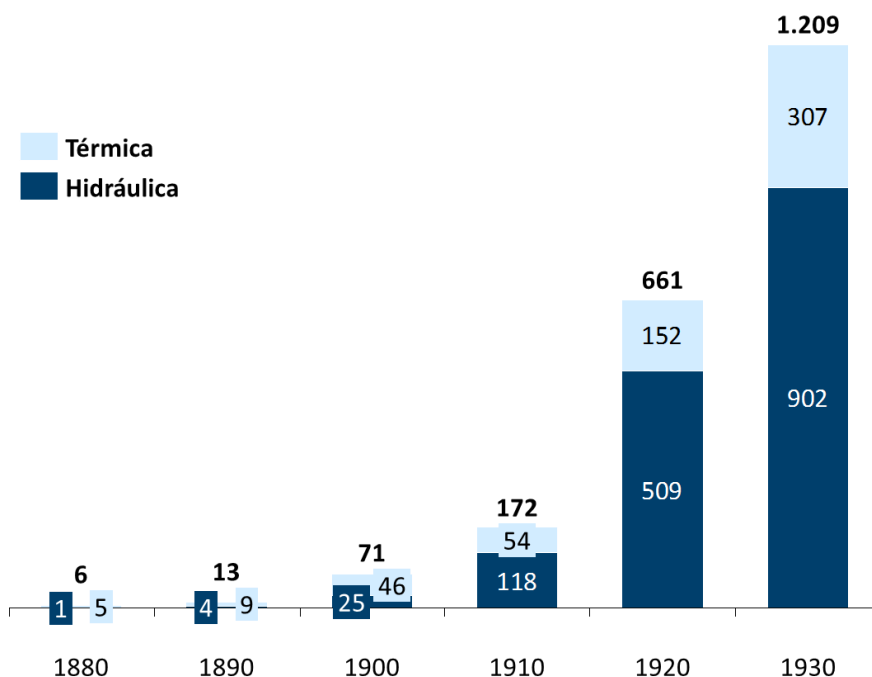


Figura 1 Potencia instalada en España 1880-1930 (MW). Fuente: Bartolomé 1999

La invención de la corriente alterna a comienzos del siglo XX permitió que se pudieran aprovechar estos recursos hídricos. Algunas de las sociedades creadas para la explotación de la energía hidráulica existen aún en la actualidad (p.ej. Hidroeléctrica del Cantábrico, hoy EDP HC Energía). Al concluir los años veinte las centrales

hidroeléctricas habían superado a las centrales térmicas en la generación eléctrica. En 1930 había una potencia total instalada de 1.208,5 MW, con un 75% proveniente de origen hidráulico. En los años veinte se inició la planificación de la utilización íntegra de las cuencas hidrográficas, que se llevaría a cabo las siguientes décadas. Desde 1929 hasta 1936 se produjo un aumento de la demanda de un 5% anual y la potencia alcanzó 1.619 MW en 1936, con exceso de capacidad.

2.2 Desde la posguerra hasta 1973

La Guerra Civil conllevó el estancamiento de la capacidad instalada por los daños que sufrieron algunas instalaciones y por las dificultades económicas de la posguerra. La demanda aumentó durante los años 40 por lo que durante esta década se produjeron restricciones eléctricas. Para remediar estos problemas se crearon empresas públicas en el sector eléctrico en los años 40, la principal Endesa (Empresa Nacional de Electricidad). También se fundó UNESA (Unidad Eléctrica S.A.) que agrupaba las 17 empresas más relevantes del sector, con el objetivo de mejorar la explotación de las centrales y de conectar entre sí los distintos sistemas regionales. Así se completó la red de transporte y se creó el “Dispatching Central”, responsable de la operación conjunta del sistema nacional.

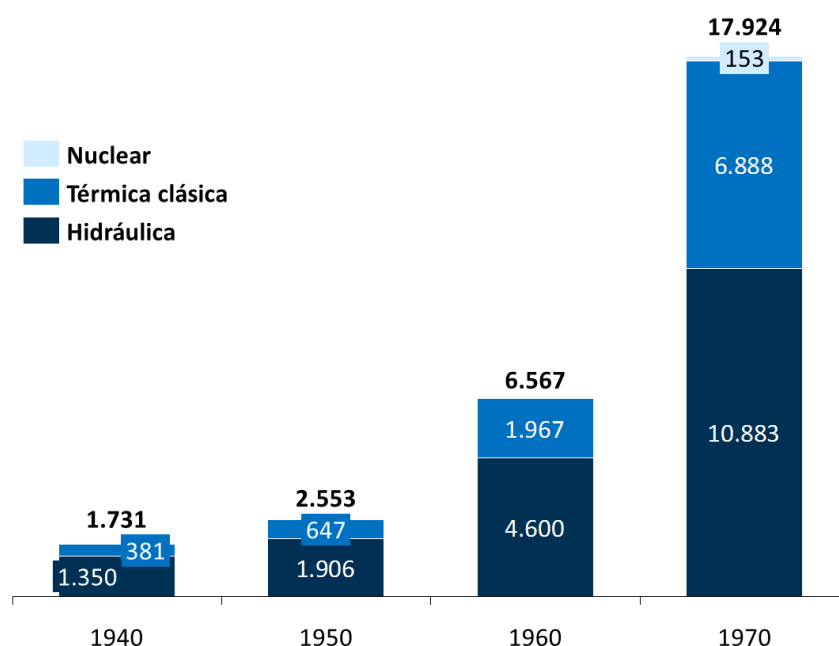


Figura 2 Potencia instalada España 1940-1970 (MW). Fuente: Energía 2017, Foro Nuclear

En la década de los 50 se eliminaron las limitaciones de precio introducidas en la posguerra y desapareció el déficit de capacidad. Tras la aprobación del Plan de estabilización de 1959 se produjo una rápida expansión económica de España en los años 60. Esta expansión también produjo un gran aumento de la demanda eléctrica. La

potencia pasó de 6.567 MW en 1960 a 17.924 MW en 1970 (Figura 2). El peso de la hidroeléctrica disminuyó desde el 70% al comienzo de la década hasta el 60%. Aparecieron las centrales de fuel-oil gracias a los reducidos precios del petróleo. También se inauguró la primera central nuclear, la Central José Cabrera, en Guadalajara. En los años 60 se diseñaron los primeros planes para el sector energético en el Plan de Desarrollo de 1964 y en 1969 el Plan Eléctrico Nacional. Estos planes programaban las instalaciones de capacidad para los siguientes años.

2.3 De la crisis del petróleo a la liberalización del sector

La expansión económica y del sector continuó hasta 1973, cuando estalló la primera crisis del petróleo. Los largos períodos de construcción de las centrales incrementaron el problema pues la mayoría de las centrales que entraron en servicio entre 1973 y 1976 eran de fuel-oil, que hasta entonces tenía un precio reducido y era fácil de utilizar. Estas centrales generaban el 33% de la electricidad consumida. Para tratar de reducir la dependencia del petróleo se aprobaron los Planes Energéticos Nacionales de 1975 y 1978 (PEN 75 y PEN 78). Estos planes conllevaron una sustancial inversión en nueva capacidad que entraría en servicio durante los años 80.

En los 80 se aprobó la Ley de la Conservación de la Energía y el Plan Energético Nacional de 1983 (PEN 1983), con el fin de reducir esta dependencia y con mayor énfasis en el ahorro energético. La inversión realizada a partir de los anteriores planes energéticos conllevó la instalación de 350 MW de centrales de carbón nacional, así como centrales en la costa abastecidas con carbón importado. También se completó prácticamente el aprovechamiento hidroeléctrico, instalándose 3.000 MW, y entraron en servicio 5 grupos nucleares (Figura 3).

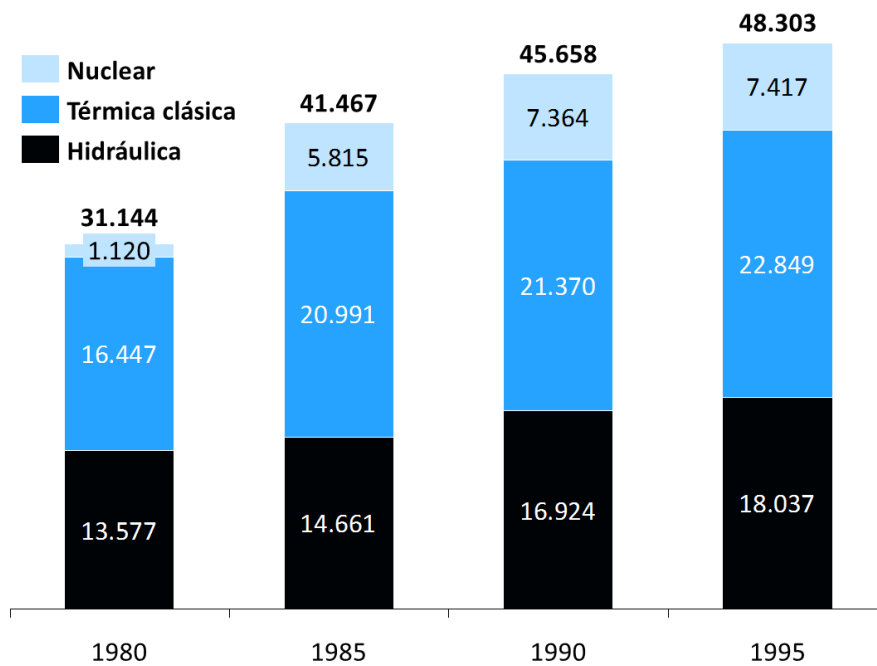


Figura 3 Potencia instalada España 1980-1995 (MW). Fuente: Energía 2017, Foro Nuclear

Esta potencia instalada llevó a un exceso de capacidad en el sistema por ser el crecimiento de la demanda inferior al previsto en el plan. Además, la inversión había sido realizada por las compañías eléctricas con créditos en divisas extranjeras y a altos tipos de interés, lo cual puso a estas empresas en una situación financiera difícil. El PEN 1983 inició la moratoria nuclear por razones políticas, y se paralizó la construcción de 5 centrales nucleares de las cuales cuatro estaban casi totalmente terminadas. En 1988 se aprobó el Marco Legal Estable para reequilibrar la situación financiera de las empresas eléctricas, subiendo las tarifas, que habían crecido por debajo de la inflación, e iniciando una etapa de consolidación en el sector. También en los años 80 se produjo la creación de Red Eléctrica de España S.A. como gestor único de la red de transporte.

En los años 90 se produjo una consolidación en el sector eléctrico. En 1992 se creó Iberdrola tras la fusión de Hidroeléctrica Española e Iberduero (Figura 4). También se fusionó Endesa con la Compañía Sevillana de Electricidad, Fecsa, Hidroeléctrica de Cataluña y Eléctricas Reunidas de Zaragoza. Por último, Unión Eléctrica y Fenosa constituyeron Unión Fenosa.

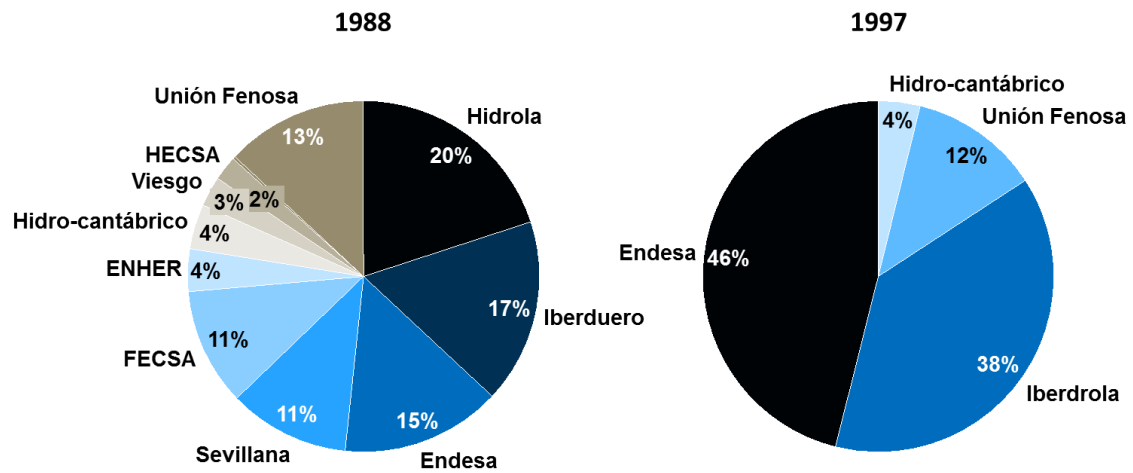


Figura 4 Principales empresas del sector eléctrico (1988, 1997). Fuente: REE (1998)

2.4 Liberalización del sector

En 1996 el Consejo Europeo aprobó la Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de Electricidad, que fijaba los principios y los mínimos que debían cumplir los distintos países de la Unión para liberalizar el sector eléctrico. La Unión Europea no fue la primera región en abordar esta liberalización, Chile y Argentina en los 80, y Reino Unido y otros países de la Commonwealth a principios de los 90 fueron los pioneros. El fin último de la Unión Europea es lograr un mercado común europeo para la electricidad.

A raíz de esta directiva europea se aprobó en España la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico. Esta ley produjo numerosos cambios en el sector eléctrico, descritos a continuación:

- Estableció la separación entre las actividades reguladas y las no reguladas. Las reguladas son el transporte, la distribución y la operación técnica y económica del sistema. Se abrió a la competencia la generación y la comercialización de la electricidad.
- Permitió la competencia de nuevas empresas en la generación y la distribución, así como la presencia de grupos extranjeros.
- El transporte y la distribución continuaban siendo regulados por su carácter de monopolio natural. Las empresas que participan en la comercialización o generación pagan unas tarifas de acceso reguladas a la red de transporte y distribución.
- Se liberalizaban los intercambios con el extranjero requiriendo en todo caso la autorización del Ministerio de Economía.

- Para retribuir a las empresas en régimen de competencia, se liberalizaron los precios y tarifas. Se crearon los mercados mayoristas de electricidad que servían para fijar la parte de la tarifa correspondiente a la generación. Además del componente de mercado se añadieron a la tarifa otros costes del sistema, correspondientes al Operador de Mercado, Operador del Sistema, sobrecostes por los sistemas Balear y Canario, los costes de transición a la competencia, moratoria nuclear y primas a las renovables. Los distintos componentes de la tarifa se analizarán más adelante en la Sección 3.
- Se crearon el Operador de Mercado, OMEL (Operador del Mercado Eléctrico), que supervisa la casación y liquidación del mercado mayorista, y el Operador del Sistema, responsable de la gestión técnica (Red Eléctrica de España).
- Se introdujo la distinción entre régimen ordinario y régimen especial.

A raíz de esta ley se separaron las empresas verticalmente integradas, separando transporte y distribución de generación y comercialización, aunque las distintas empresas encargadas de las distintas actividades continuaron perteneciendo a los mismos grupos empresariales.

Tras la aprobación de la ley, en 1998, se completó la privatización de Endesa, hasta entonces en manos del Estado.

2.5 Desde la liberalización del sector a la reforma de 2013

Los 16 años que transcurren desde la liberalización en 1997 hasta la nueva ley del Sector Eléctrico de 2013 se caracterizan por la paulatina liberalización del sector en los primeros años y por la gran inversión en energías eólica y solar para cumplir con los objetivos climáticos durante todo el periodo. Esto conllevó la aprobación de numerosos cambios normativos, tanto relacionados con la liberalización como con los incentivos para lograr la inversión en las renovables citadas.

Tras la inversión en capacidad en los años 90, el incremento de la demanda llevó a que en los primeros años del siglo XXI se produjera un nuevo ciclo inversor. Este esfuerzo inversor se enfocó por un lado en las centrales de ciclo combinado, instalándose 11.992 MW hasta 2005 y 26.573 MW hasta 2010 (Figura 5) y por otro lado en las energías renovables, especialmente la solar y eólica. Este aumento de capacidad ha llevado al sector a tener de nuevo un exceso de capacidad a partir de la crisis iniciada en 2007.

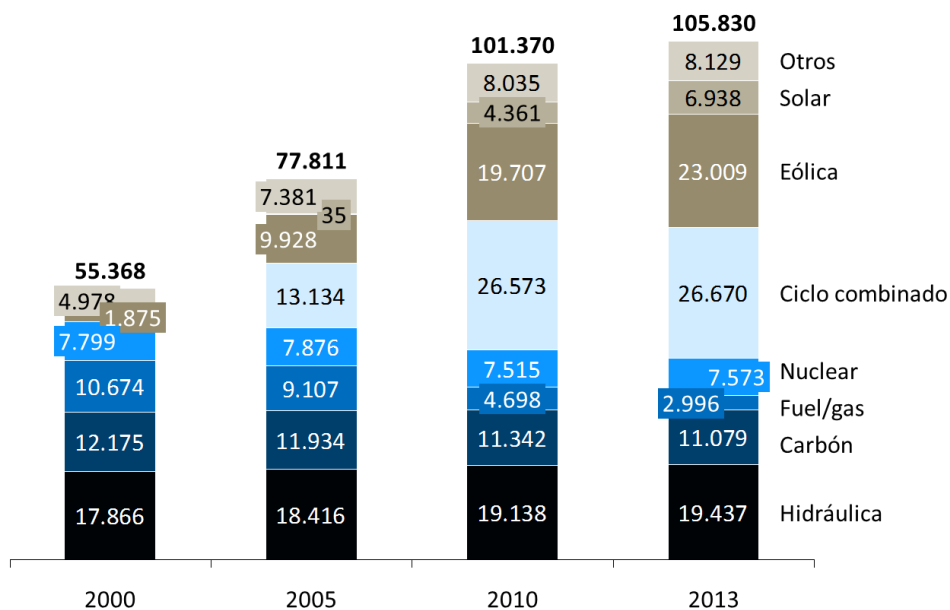


Figura 5 Evolución potencia instalada España 2000-2013. Fuente: REE

Para favorecer la inversión en instalaciones de energías renovables, el capítulo II de la Ley de 1997 introdujo el régimen especial. Para que una instalación pudiera acceder al Régimen Especial debían cumplir una de las tres condiciones:

- Uso de la cogeneración si presentan un alto rendimiento energético
- Uso de energías renovables no consumibles como fuente de energía primaria
- Uso de residuos no consumibles

Además, la instalación no debía superar los 50 MW de potencia. Las autoridades que otorgaban la autorización para la instalación de generación de régimen especial fueron las Comunidades Autónomas a partir del año 2006. El régimen especial además gozaba de prioridad en el acceso a las redes de transporte y distribución.

Para fomentar el desarrollo de estas tecnologías adscritas al régimen especial, el Régimen Especial gozaría de unas primas que se pagarían para que la rentabilidad obtenida con estas instalaciones fuera atractiva. Los Reales Decretos 1432/2002 y 436/2004 fijaron la cuantía y la forma de esta retribución, basándose en el precio medio de la tarifa. Estos incentivos fueron revisados con el Real Decreto 661/2007, aplicando unas primas a las instalaciones renovables basadas en la energía generada, por la cual se recibía una prima en céntimos de euro por kilovatio hora producido independientemente del precio de mercado.

El importe de dichas primas fue muy elevado y la inversión en este tipo de instalaciones resultaba muy atractiva con estas primas, por lo que la instalación de estas tecnologías superó con creces lo previsto en el escenario optimista del Plan de

Energías Renovables 2005-2010 (Tabla 1). La tecnología responsable de este desvío fue la solar fotovoltaica, la que percibía más primas por la energía generada.

Tecnología	Potencia prevista (MW)	Potencia instalada (MW)
Hidráulica (P<50MW)	5.456	1.991
Eólica	20.155	20.057
Solar Fotovoltaica	400	3.458
Solar Termoeléctrica	500	682

Tabla 1 Potencia prevista y potencia instalada en 2010. Fuente: Fernández (2014)

Este gran aumento en la potencia eólica y solar instalada en un momento de poca madurez de la tecnología y altas primas produjo un aumento importante en los costes del sistema, que por motivos políticos no se quiso trasladar a la tarifa eléctrica. Este aumento de costes sin producirse un aumento de los ingresos generó el llamado déficit de tarifa con las empresas eléctricas, que fueron las que financiaron esta diferencia. El déficit de tarifa se constituyó como una deuda del Estado con las empresas eléctricas, que pasaban a percibir intereses por la deuda tarifaria acumulada. El déficit tarifario se disparó a partir de 2005, superando los 4.000 millones de euros ese año (Figura 6). El déficit tarifario no se eliminó hasta 2014.

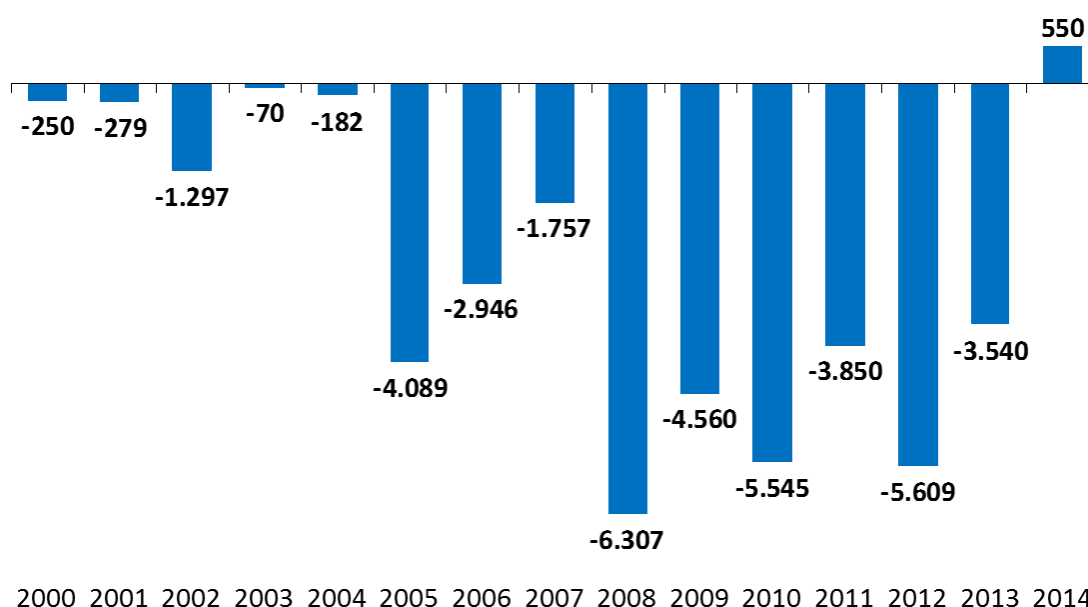


Figura 6 Déficit de tarifa del sistema eléctrico 2000-2014. Fuente: Mármol y Soto 2016

La liberalización del sector no supuso la desaparición de las tarifas eléctricas reguladas. Aunque éstas se eliminaron para los consumidores industriales, los consumidores domésticos tenían acceso a dos modelos de tarifa, la tarifa integral, fijada administrativamente, y las tarifas de mercado, ofrecidas por las comercializadoras. La

existencia de esta tarifa integral, cuyo precio los Gobiernos no quieren elevar por el coste político que conlleva, impidió que la mayoría de los consumidores emplearan las tarifas de mercado.

Esta tarifa integral se mantuvo hasta 2009, cuando se introdujo la Tarifa de Último Recurso (TUR). A esta tarifa podían acogerse los consumidores que no superaran una cierta potencia (consumidores domésticos). El precio se determinaba a partir de la adquisición de la energía a largo plazo en un proceso de subastas (CESUR). En 2014, tras el aumento de precio injustificado de las subastas CESUR, se sustituyó la TUR por el PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), y eliminándose las subastas CESUR.

En 2006 se produjo la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), unificando los mercados de Portugal y España. La elevada capacidad de interconexión entre España y Portugal ha permitido que el precio mayorista sea el mismo en ambos países gran parte del tiempo. En 2016 la interconexión entre España y Portugal solo estuvo saturada un 8,2% del tiempo. La conexión de ambos mercados permitió el aumento de la contratación a plazo, la reducción del riesgo y el abaratamiento de precios, además de mejorar la seguridad de suministro.

2.6 Reforma de 2013

El mencionado déficit de tarifa, causado por la no actualización de la tarifa eléctrica para cubrir los costes del sistema, y el aumento de los costes provocado por las primas a las renovables, llevó a una serie de cambios legislativos para limitar el aumento de las primas y eliminar este déficit.

En 2012 se aprobaron las primeras medidas limitando las primas para las nuevas instalaciones de energía renovable. La persistencia del problema conllevó la inclusión de medidas para el sector eléctrico en el Real Decreto-Ley 2/2013 y la aprobación del Real Decreto-Ley 9/2013 con medidas urgentes para la estabilidad del sector y la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Esta ley fue desarrollada posteriormente con otros Reales Decretos, en particular el RD 413/2014, que fija el nuevo régimen de primas a las renovables. Los parámetros de retribución a estas tecnologías se actualizan periódicamente con órdenes ministeriales publicadas en el BOE.

El principal efecto de estos cambios legislativos fue modificar la forma de retribución a las instalaciones renovables, sustituyendo el pago de primas a un precio según cada tecnología por el pago de una retribución a la inversión y a la operación en base a una serie de parámetros tipo según cada instalación y a una rentabilidad razonable para el propietario de la instalación. Esto produjo la reducción de las subvenciones pagadas a los propietarios de las instalaciones existentes (Figura 7), con el efecto de llevar a los

propietarios de estas instalaciones a demandar al Estado español por la retroactividad de estos cambios legislativos.

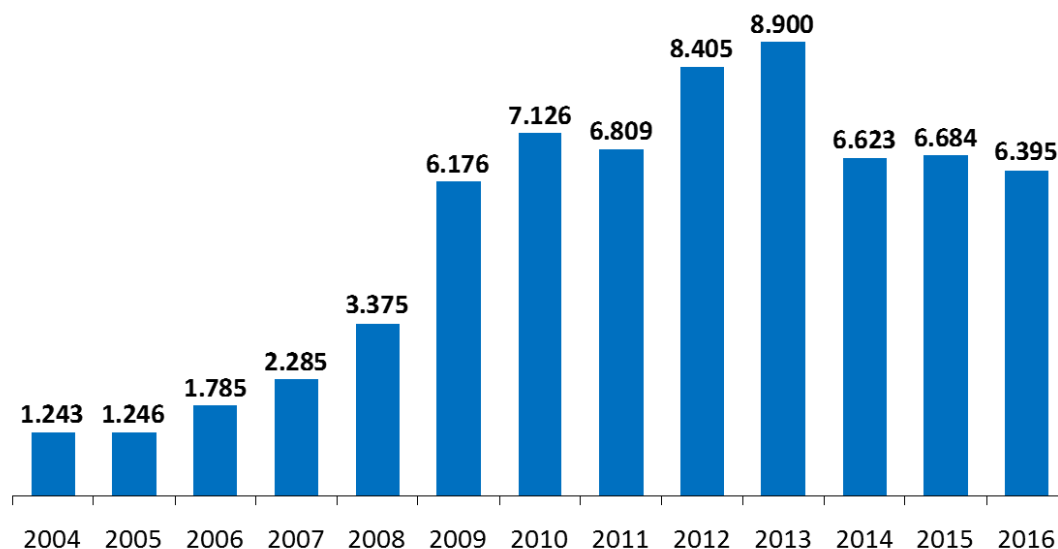


Figura 7 Evolución de las primas a las renovables 2004-2016. Fuente: Energía 2016, Foro Nuclear

También se modificó el método de asignación de estas subvenciones, pasando a ser un concurso público, con las empresas pujando a la baja en la retribución a la inversión. Este procedimiento de concurso público devuelve al gobierno el control sobre la capacidad instalada. No se convocaron subastas de instalación de renovables hasta 2016, cuando la mejoría económica permitió retomar estas inversiones. Bajo este procedimiento de subasta se han asignado en 2016 y 2017 8.700 MW entre eólica, solar y biomasa, con una notable reducción en las primas requeridas gracias al procedimiento competitivo y al avance de las tecnologías. En el periodo 2010-2016 en el que no se inauguró prácticamente ninguna instalación en España. Estos 8.700 MW se encuentran aún en construcción.

Estos cambios legislativos también impiden que se genere un nuevo déficit de tarifa en el futuro, aumentando automáticamente la tarifa si se produce un aumento de costes. Hay que señalar que, aunque el déficit de tarifa se haya eliminado, aún existe la deuda tarifaria, con sus correspondientes anualidades.

2.7 Situación actual

Los años más recientes han estado marcados por la crisis económica que ha vivido España desde 2007. La demanda eléctrica aumentaba a un ritmo similar al PIB los años anteriores a la crisis. Al estallar la crisis económica, la demanda eléctrica decreció significativamente (Figura 8).

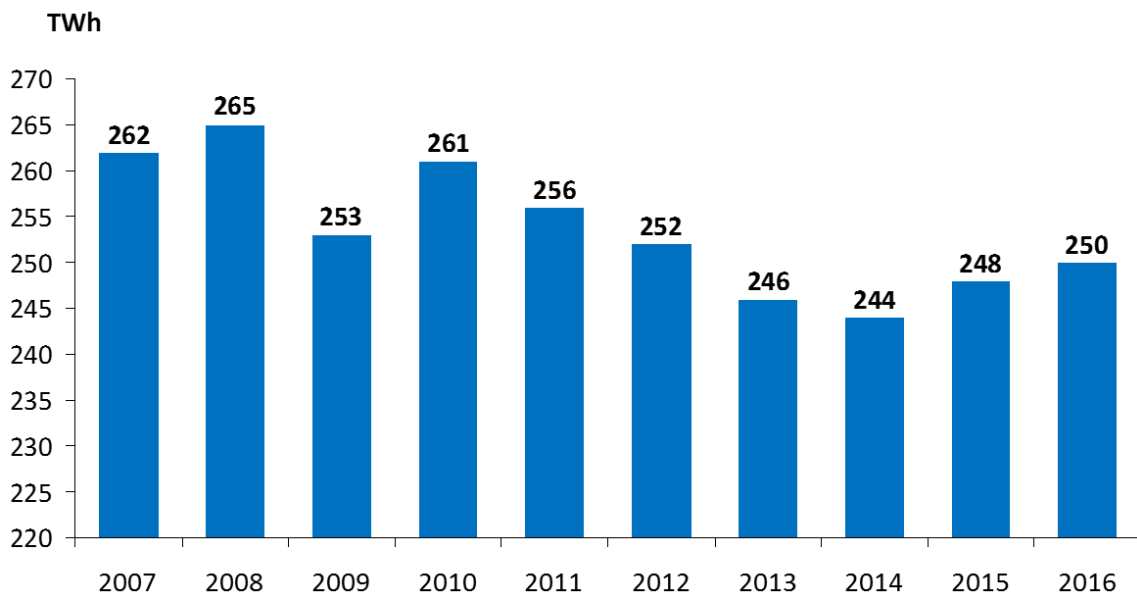


Figura 8 Evolución de la demanda eléctrica en TWh, 2007-2016. Fuente: REE

El sistema tiene actualmente un exceso de potencia. El índice de cobertura mínimo, definido por Red Eléctrica como la potencia disponible en el sistema dividida entre la punta de potencia demandada, alcanzó un máximo de 1,45 veces en 2014, aunque se ha reducido hasta 1,3 veces en 2016. Esto implica que hay un gran exceso de capacidad, pues en el día más desfavorable hay un 30% más de potencia instalada que de demanda.

Hay que tener en cuenta que un exceso de potencia es necesario para cubrir la no gestionabilidad de las energías eólica y fotovoltaica. El indicador de Red Eléctrica tiene en cuenta la potencia realmente disponible, no solo la instalada, pues si comparáramos la punta de demanda peninsular de 2016, 40.489 MW, con la potencia total instalada, 100.059 MW, la potencia duplica con creces la demanda. Este exceso de capacidad, y los recortes a las primas a las renovables, ha llevado a que la potencia instalada no haya aumentado en el periodo 2012-2017, manteniéndose en los 105 GW.

La Figura 9 muestra la composición de la potencia instalada y la electricidad generada en 2017. Se puede apreciar que el sistema eléctrico español está altamente diversificado por tecnologías, la que más electricidad generó en 2017 fue la nuclear, pero solo alcanzó el 21% de la generación. Esta situación es bien distinta a la de la mayor parte del siglo XX, cuando la hidráulica y la térmica procedente del carbón dominaban el sistema.

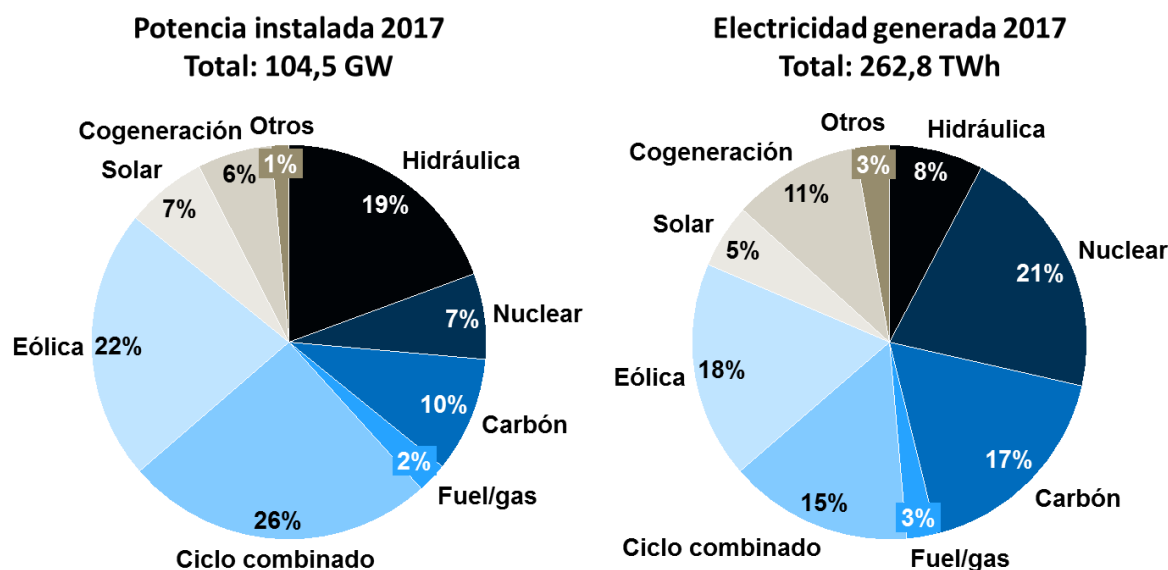


Figura 9 Potencia instalada y energía generada en 2017 por tecnología. Fuente: REE

Mientras que la crisis produjo una reducción en la demanda eléctrica, la recuperación no está conllevando un aumento de la demanda eléctrica al mismo ritmo que el PIB, como era común en los ciclos económicos anteriores (Tabla 2). Esto indica que ha llegado a España la tendencia, ya observada en países de nuestro entorno, de desacoplamiento del PIB de la demanda eléctrica gracias al aumento de la eficiencia energética.

Año	Variación PIB (%)	Variación demanda eléctrica corregida (%)
2013	-1,7	-2,2
2014	1,4	-0,1
2015	3,2	1,7
2016	3,2	0,0
2017	3,1	1,7

Tabla 2 Comparación del PIB con la demanda eléctrica. Fuente: REE

Por último mencionar que el sistema eléctrico español sigue relativamente aislado a nivel europeo. Mientras que las interconexiones con Portugal permitieron que el precio fuera el mismo en el 91,8% de las horas en 2016, la interconexión con Francia presentó congestión en el 69,84% de las horas, la mayoría congestionadas en el sentido de Francia a España. La capacidad de interconexión con Francia, de 2.800 MW, es claramente insuficiente. En la actualidad está en proceso de tramitación una nueva línea de interconexión a través del Golfo de Vizcaya, que se prevé que aumente en 2.000 MW la interconexión. Se prevé que entre en funcionamiento en 2024-2025. El objetivo a nivel comunitario es lograr un 15% de capacidad de interconexión para 2030.

2.8 Objetivos climáticos y medidas regulatorias

El sector eléctrico siempre ha tenido carácter estratégico para la economía y el desarrollo de un país, como se ha mencionado en secciones anteriores. La participación del gobierno en el sector, en el pasado como propietario o en la actualidad como regulador de las empresas eléctricas hace que la política energética tenga un papel fundamental en el desarrollo del sector. Durante gran parte del siglo XX la política energética era de carácter nacional, y distintos países buscaban distintas soluciones a los requisitos de competitividad, seguridad de suministro e independencia energética. Por lo tanto, diferentes países presentan distintas composiciones de la potencia instalada por tecnología, independientemente de los recursos energéticos que posee el país. Por ejemplo, el gran número de centrales nucleares instaladas en Francia o la importación de electricidad en Italia.

Pero desde la última década del siglo XX la política energética en España y otros países ha dejado de ser exclusivamente nacional principalmente debido a dos tendencias internacionales: la integración del sector eléctrico a nivel europeo y la reducción de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) del sector para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. La integración de los mercados europeos conlleva la transposición de directivas europeas a la legislación nacional mientras que los objetivos climáticos requieren que España logre unos objetivos de emisiones mediante medidas de política energética.

2.8.1 Iniciativas a nivel mundial

El punto de partida en la adopción de acuerdos internacionales para limitar la emisión de gases de efecto invernadero fue la aprobación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en 1992 por 165 países. Fue firmado en la Cumbre de la Tierra en Río de Janeiro. El objetivo de este acuerdo era “limitar la influencia del ser humano en el clima de la Tierra”.

Tras la aprobación de este acuerdo marco, se han organizado reuniones de los firmantes. Posteriormente, en 1997, se firmó el Protocolo de Kyoto, por el cual los países desarrollados adoptaron una serie de objetivos a cumplir en las emisiones de gases de efecto invernadero. Solo los países desarrollados adoptaron estos objetivos con la justificación de que los gases de efecto invernadero emitidos hasta el momento provenían en su mayor parte de estos países. Es significativo que Estados Unidos no firmó este protocolo.

Este acuerdo fijaba unos objetivos de reducción o limitación de las emisiones en el periodo 2008-2012 comparadas con el año base 1990. España tenía como objetivo reducir las emisiones un 8% respecto a 1990, que se pudo cumplir mediante la compra de derechos de emisión a otros países que habían superado el objetivo.

En la cumbre de Doha en 2012 se adoptaron requisitos para un segundo periodo, 2013-2020. España participó en este acuerdo, en el cual no participaron Canadá, Nueva Zelanda, Japón, Rusia y Estados Unidos. El objetivo para España es reducir las emisiones un 20% respecto al año base de 1990.

El último acuerdo internacional relevante fue el Acuerdo de París en 2015, firmado por 195 países. El objetivo del acuerdo es limitar el calentamiento global a menos de dos grados centígrados respecto al nivel preindustrial, e intentar que no supere 1,5°C. Al contrario que el Protocolo de Kyoto, los objetivos del Acuerdo de París no son vinculantes legalmente y no hay penalización si los países incumplen.

Estos acuerdos han tenido una enorme importancia para el sector eléctrico. Aunque el sector eléctrico no es el mayor consumidor de energía final (el 23,4% en 2016), la mayoría de las medidas destinadas a reducir las emisiones han recaído en este sector. La principal forma para cumplir la reducción de emisiones ha sido el desarrollo de la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, para así reducir las emisiones del sector eléctrico en la generación. El sector del transporte y la calefacción han sido objetivo de medidas destinadas al ahorro energético, pero la transformación de esos sectores no ha sido de la misma magnitud que la del sector eléctrico.

2.8.2 Iniciativas a nivel europeo

Las iniciativas legislativas de la Unión Europea han tenido también un impacto fundamental en el sector eléctrico español. Estas iniciativas pertenecen a tres ámbitos principales: la liberalización del sector eléctrico en los distintos países de la UE, la integración de estos mercados en un mercado único europeo, y la adopción de objetivos climáticos específicos para el sector eléctrico u objetivos adicionales para la UE a los del protocolo de Kyoto.

El proceso de liberalización empezó con la Directiva 96/92/CE, que fijó unas normas comunes para el mercado eléctrico en los países miembros y cómo se debía proceder para liberalizarlos e introducir la competencia en este sector. Esta Directiva fue denominada “primer paquete”. Los principios que establecía esta directiva fueron:

- Liberalización de la actividad de generación eléctrica y la instalación de nuevas centrales
- Libertad de acceso a las redes de distribución y transporte
- Separación del operador del sistema y del operador de la red de transporte
- Separación de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización
- Libertad en la importación y exportación de electricidad en la UE

El contenido de esta directiva fue incorporado a la legislación española con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico.

La siguiente Directiva de relevancia fue la 2003/54/CE, conocida como “segundo paquete”, que tenía como fin acelerar el proceso de liberalización. En España se aplicó a través de la Ley 17/2007 pero la mayor parte de los principios de esta Directiva ya habían sido incluidos en la Ley 54/1997, España acortó los plazos en el proceso de liberalización respecto a otros países.

La Directiva 2009/72/CE, “tercer paquete”, profundiza en las reformas de los dos paquetes anteriores, principalmente “la separación efectiva entre las actividades de suministro y generación y la explotación de las redes”.

La última propuesta de la Comisión Europea fue publicada en noviembre de 2016 y está aún en fase de negociación. Ha sido nombrada “Energía limpia para todos los europeos” y es llamada coloquialmente “Winter Package”. El “Winter Package” es un paquete de 8 propuestas agrupadas en tres categorías, propuestas que modifican las directivas anteriores de regulación energética, propuestas que amplían las medidas contra el cambio climático y propuestas para nuevas medidas. Este paquete tiene como objetivo progresar hacia una economía de bajas emisiones de CO₂ en el año 2050. El sector eléctrico juega un papel fundamental para lograr este objetivo. Estas directivas buscan lograr un mayor uso de la electricidad tanto para calefacción y climatización como para el transporte, y a su vez, que la proporción de electricidad generada a partir de fuentes renovables aumente.

El “Winter Package” reconoce las dificultades que genera el aumento de la generación renovable en el sistema eléctrico, que se espera que supere el 50% en 2030, y busca incentivar la flexibilidad del consumidor y de la generación ante los cambios de precio, e introducir mecanismos de mercado que incentiven esta flexibilidad. Además, asume un rol para mercados más descentralizados y “prosumidores” para este escenario. Este paquete también propone una serie de objetivos de reducción de emisiones, uso de energías renovables, eficiencia energética e interconexiones (Figura 10).

Nueva propuesta legislativa *Winter Package*

ENERGÍA LIMPIA PARA TODOS

40%



Reducción emisiones
respecto a 1990

27%



Cuota renovables
sobre consumo final

27%



Ahorro
energético

15%



Capacidad
interconexión

Figura 10 Objetivos comunitarios 2030. Fuente: El sistema eléctrico español 2016, REE

3. Costes actuales del sistema eléctrico

3.1 Precios y costes del sistema

El análisis económico del sector eléctrico puede emprenderse desde el punto de vista de los costes o de los ingresos. El análisis de los costes, en lo que nos vamos a enfocar nosotros, implica estudiar qué ingresos económicos perciben los principales actores que intervienen en toda la cadena de valor del sector eléctrico, desde la generación hasta el consumo. Analizar el precio, por el contrario, implica detallar cómo se distribuyen estos costes entre los distintos consumidores de electricidad con la factura eléctrica y otros actores como el Estado.

Cuando se habla de precio de la electricidad se habla del precio de la tarifa eléctrica, la principal vía por la que los consumidores de electricidad financian el sistema eléctrico. Otros ingresos del sector eléctrico son financiados con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) o con los ingresos de los derechos de emisión de dióxido de carbono. Los ingresos del sector eléctrico, provenientes de la tarifa o de otras fuentes deberían siempre cubrir los costes del sistema. Pero en los últimos años esto no ha sido siempre así, produciéndose el llamado déficit de tarifa, y la diferencia ha sido cubierta por el Estado. Los recientes cambios legislativos impiden que esta situación vuelva a repetirse, aplicándose una subida automática de los costes regulados de la tarifa eléctrica, los peajes, en el caso de que fuera a producirse un déficit.

Estas diferencias entre lo recaudado con la tarifa y los costes del sistema se pueden producir porque hay términos de la tarifa eléctrica que no están vinculados directamente con los costes. El principal elemento de la tarifa que permite esta variación son los peajes de acceso al sistema, que pueden ser fijados por el gobierno, y no automáticamente en función de los costes. Actualmente sí que se produce un aumento automático para evitar futuros déficits, aunque no a la baja. Desde 2014 hasta 2016 se han producido superávits del sistema eléctrico, lo que permitiría reducir los peajes, pero en vez de eso, estos superávits pueden ser empleados para reducir la deuda tarifaria.

El diseño de la tarifa implica como se reparten los costes del sistema entre los distintos consumidores según su potencia y consumo, pero tiene un impacto limitado en los costes del sistema. Aunque la aparición de tarifas con discriminación horaria son una buena forma de incentivar a los consumidores a variar su patrón de demanda produciendo un impacto beneficioso en los costes.

Pero son los costes del sistema los que tienen un gran impacto en la tarifa y no al revés. Y es en los costes es donde tiene el principal impacto la política energética del gobierno, que es el principal determinante a largo plazo del precio de la electricidad.

La Figura 11 muestra la principal división de los costes del sistema eléctrico clasificados en coste de la energía, costes regulados e impuestos. En las siguientes secciones se va a detallar los distintos costes incluidos en cada categoría. El total de costes del sistema fue de 34.873 millones de euros en 2016.

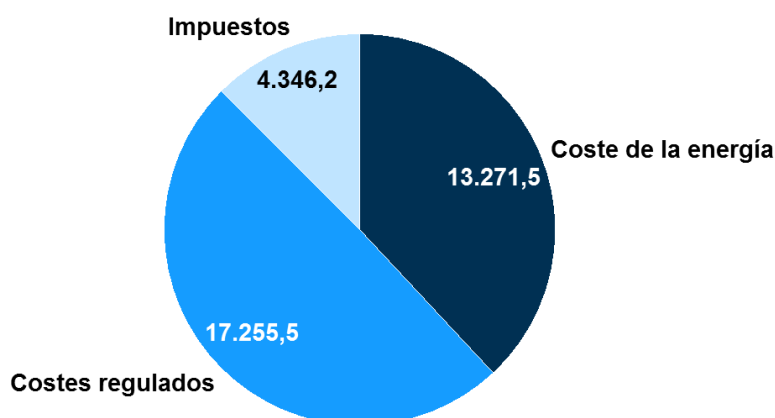


Figura 11 División de los principales tipos de costes del sector

3.2 Coste de la energía

En la Tabla 3 se muestra el coste de la energía y sus principales componentes en el año 2016.

Coste de la energía 2016 (M€)	
Precio del mercado diario e intradiario	10.767,32
Pago por capacidad	421,19
Sobrecoste restricciones	821,53
Servicio de Interrumpibilidad	511,47
Servicios de ajuste	750,00
Total	13.271,50

Tabla 3 Desglose de los costes de la energía. Fuente: Cálculo a partir de los datos de REE y CNMC

El coste de la energía incluye, además de los costes de generación de las centrales que ofertan su producción en los mercados, los costes de ajuste del sistema, los pagos por capacidad y el servicio de interrumpibilidad.

3.2.1 Mercado diario e intradiario

Los mercados diario e intradiario suponen la principal partida del coste de la energía. Sumaron 10.767 millones de euros en 2016, un 81% del coste de la energía. Cada megavatio generado costó 40,63 €. Estos mercados fueron diseñados tras la liberalización del sector, y cumplen el papel cubierto anteriormente por el despacho centralizado.

Es uno de los costes más relevantes del sistema pues los mercados son el mecanismo de retribución a la generación de electricidad. Ambos mercados están gestionados por OMIE (OMI- Polo Español S.A.). Para el funcionamiento de ambos mercados, el día se divide en 24 horas, para cada una de las cuales se produce una casación. Ambos mercados funcionan por el método marginalista, por el cual el precio es el mismo para todas las ofertas aceptadas, fijado por la oferta más cara aceptada. El motivo de que la casación sea marginalista es que incentiva que las centrales oferten a su coste marginal y no hagan ofertas estratégicas. Esto facilita la transparencia del sistema y que los productores con menores costes marginales sean los que produzcan en cada momento.

El mercado diario es el de mayor volumen de negociación, donde se vende el 90% de la electricidad incluyendo los acuerdos bilaterales. Su característica principal es que la negociación se produce el día anterior a la entrega. El mercado intradiario se negocia posteriormente al diario, y su función más común es gestionar los desvíos previstos en la generación o el consumo con respecto a las ofertas presentadas en el mercado diario, presentando ofertas adicionales de compra o de venta.

3.2.2 Pagos por capacidad

Los pagos por capacidad supusieron 421,19 millones de euros en 2016, un 3,2% del coste de la energía y 2,75 €/MWh. La principal función de los pagos por capacidad es garantizar la existencia de suficiente potencia de respaldo para cubrir la carga demandada en cualquier circunstancia. Hay que señalar que la cantidad facturada a los consumidores en concepto de pagos por capacidad es significativamente menor a los costes abonados a las centrales en este régimen. En 2016, los ingresos del sistema por pagos por capacidad fueron 681 millones de euros, 260 millones superior a lo abonado a las centrales.

Aunque la necesidad de potencia de respaldo para garantizar la seguridad de suministro en el sistema eléctrico siempre ha existido, la introducción de las energías renovables ha aumentado la necesidad de centrales que desempeñen esta función. Al mismo tiempo, se ha reducido el número de horas de funcionamiento que estas centrales están en funcionamiento.

Para lograr esta garantía de suministro es necesario que la carga máxima del año (41.381 MW en 2017) pueda ser cubierta por la potencia instalada. El problema es que, tras el gran aumento de la potencia renovable, eólica y solar, la potencia instalada total en España (104.517 MW) es muy superior a la demanda máxima de un año. Pero esto no significa que las centrales con costes marginales más elevados, los ciclos combinados, dejen de ser necesarios, pues la generación renovable es volátil y la posibilidad de que se produzca un pico de demanda en un momento con reducida generación renovable existe.

Por lo tanto, aunque la potencia en España en la actualidad es muy superior a la demanda, la necesidad de garantizar el suministro incluso en ocasiones muy desfavorables obliga a mantener centrales cumpliendo función de respaldo, pero con un número de horas de funcionamiento muy inferior a las que se planeó al construirse. Por ello se diseñaron los pagos por capacidad, para lograr que los propietarios de estas centrales de ciclo combinado obtengan una rentabilidad suficiente, y mantengan las centrales en funcionamiento.

3.2.3 Servicio de interrumpibilidad

Es un servicio que tiene como objetivo de que en una situación de carga muy elevada que amenace la estabilidad del sistema se desconecte de la red a ciertos clientes para reducir la carga. El servicio de interrumpibilidad supuso un coste de 511 millones de euros en 2016, un 3,9% del coste de la energía y 1,93 €/MWh. El servicio de interrumpibilidad cumple una función similar a los pagos por capacidad. Es un servicio contratado a grandes clientes, normalmente industriales.

3.2.4 Servicios de ajuste

Los servicios de ajuste incluyen costes que el operador de sistema asume para lograr el funcionamiento seguro del sistema. Tras la casación en las subastas de los mercados diario e intradiario, el operador del sistema calcula el Plan Diario Base de Funcionamiento (PDBF). Este plan trata de aplicar los resultados de la subasta teniendo en cuenta las limitaciones del sistema como la capacidad de transporte por las líneas, los mínimos de voltaje o la seguridad ante incidencias. Estas limitaciones implican generalmente variar la generación asignada en la casación y aumentar la generación en centrales de precio más elevado, lo que produce un coste para el sistema. Adicionalmente las restricciones en tiempo real suponen un coste para el sistema cuando es necesario variar la producción en tiempo real.

Además de las restricciones técnicas, los servicios de ajuste incluyen la remuneración a la regulación secundaria y terciaria. La regulación está diseñada para hacer frente a variaciones inesperadas tanto de la generación como de la demanda. Por el lado de la generación, un incidente que desconecte de la red a una central, o una variación

inesperada de la generación renovable debido a motivos climáticos, obliga a tener disponible reserva a subir o a bajar para compensar estas variaciones. También la demanda puede sufrir variaciones inesperadas. Para asignar esta reserva y fijar su remuneración existen una serie de mercados.

Los servicios de ajuste supusieron un gasto de 750 millones de euros en 2016, un 5,7% del coste de la energía. En la Tabla 4 se muestra los costes que se incluyen bajo los servicios de ajuste.

Servicios de ajuste 2016 (M€)	
Restricciones PDBF	515
Restricciones tiempo real	31
Banda	178
Reserva de potencia adicional a subir	39
Desvíos	-18
Excedentes desvíos	19
Control de factor de potencia	-14
Total	750

Tabla 4 Servicios de ajuste 2016. Fuente: REE

3.3 Costes regulados

Los costes regulados tienen un peso mayor en los costes totales del sistema que el coste de la energía. Estos costes se denominan regulados porque están determinados directa o indirectamente a partir de la regulación del sector eléctrico, leyes, decretos y órdenes ministeriales. Estos costes son en su mayor parte financiados a partir de los peajes de acceso de la factura eléctrica, aunque algunos se financian parcialmente a partir de los PGE.

En la Tabla 5 se definen los principales costes regulados. En estos costes, los sobrecostes a los sistemas no peninsulares incluyen tanto la parte financiada con la tarifa eléctrica como la que se financia en los PGE. Del coste del operador del mercado y del sistema (OMIE y REE), solo se incluye el 50%, pues el otro 50% se repercute a los generadores y ese coste impacta en el coste de la energía.

Costes regulados 2016 (M€)	
Primas a las renovables	6.283,49
Retribución red de distribución	5.174,17
Deuda tarifaria (principal e intereses)	2.840,47
Retribución red de transporte	1.710,00
Sobrecoste sistemas no peninsulares	1.184,48
Operador del sistema (REE)	28,00
Tasa CNMC	20,56
Operador del mercado (OMIE)	7,28
Coste de las pérdidas	6,86
Combustible nuclear	0,14
Total	17.255,45

Tabla 5 Costes regulados en 2016. Fuente: CNMC, Orden IET/2735/2015

3.3.1 Primas renovables

Ya comentado en el capítulo 2, las primas a la generación en régimen retributivo específico suponen en la actualidad la mayor partida dentro de los costes regulados, un 36,41% o 6.283 millones de euros en 2016. El aumento de este coste ha sido el principal causante del incremento de los costes del sector en la última década.

3.3.2 Red de transporte y distribución

El coste de la red de distribución es el segundo mayor y la red de transporte el cuarto mayor coste regulado. La red de distribución costó en 2016 5.174 millones de euros y la red de transporte 1.710 millones. La cuantía destinada a mantener, y ampliar cuando sea necesario, las redes de transporte y distribución, está fijada por el Gobierno por motivo del carácter de monopolio natural de estas redes. El cálculo de esta remuneración establecido en la Ley del Sector Eléctrico de 2013 se basa en una rentabilidad razonable, definida como el interés del bono español a diez años incrementado en 200 puntos básicos. Esta rentabilidad razonable se actualiza al concluir un periodo regulatorio de seis años, por lo que la próxima modificación se producirá en 2019.

La red de transporte es gestionada por Red Eléctrica y las redes de distribución por distintas compañías controladas por los grupos eléctricos, Iberdrola, Endesa y Gas Natural Fenosa.

3.3.3 Deuda tarifaria

La deuda tarifaria, ya comentada en el capítulo 2, presenta unos costes anuales para el sistema de pago de intereses y devolución del principal. Aunque el déficit de tarifa ya se eliminó, la deuda que se ha acumulado es necesario amortizarla además de pagar intereses. Intereses y principal supusieron un gasto de 2.840 millones de euros en 2016.

La Figura 12 muestra el monto total de la deuda en 2015 y 2016. A final de 2016 la deuda se ha reducido a 23.232 millones de euros, gracias a los superávits del sistema y las amortizaciones anticipadas. Del importe de la deuda, el 80% corresponde al Fondo de Titulación del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). El coste medio de la deuda a 31 de diciembre de 2016 es del 3,3%.

La anualidad correspondiente a 2017 es de 2838,3 millones de euros, de los cuales 2072,6 millones corresponden a principal y 765,7 millones a intereses.

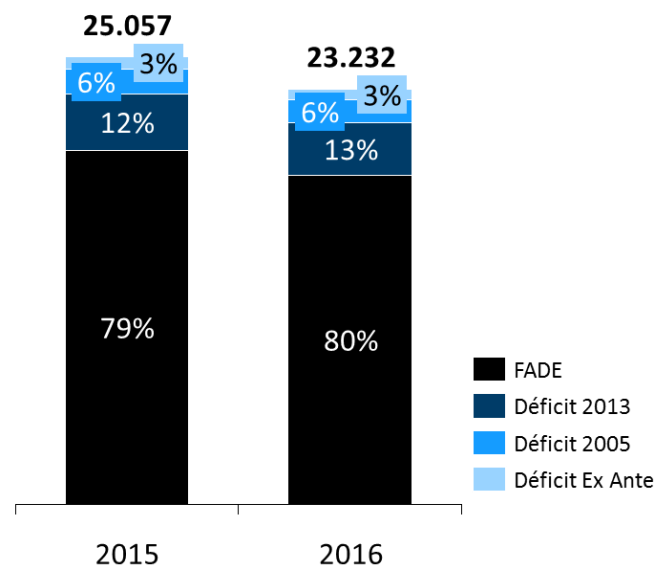


Figura 12 Deuda del sector eléctrico 2015-2016. Fuente: CNMC

3.3.4 Subvención a sistemas no peninsulares

Los mayores costes de los sistemas Canario y Balear respecto a la Península son asumidos como un coste regulado, pues el precio de la tarifa eléctrica es el mismo en toda la península. Este sobrecoste fue de 1.184 millones de euros en 2016. La mitad de este sobrecoste va financiado en una partida de los presupuestos generales del Estado, mientras que la otra mitad se incluye en la factura eléctrica. El tamaño más reducido de ambos sistemas conlleva una volatilidad mayor de la demanda, lo que requiere el uso de centrales con mayores costes variables como los motores diésel.

En Baleares el carbón, seguido de los motores diésel, fueron las dos fuentes de producción más importantes. Adicionalmente, se importó el 21,4% de la electricidad de la Península, mediante el enlace construido en 2012. En 2015 y 2016 se han construido líneas a 132 kV que han conectado los sistemas de Mallorca-Menorca y de Ibiza-Formentera. Esta conexión facilitará la consecución de un sistema más fiable y con menores costes.

En el sistema canario los motores diésel y ciclos combinados tienen un peso mayor que en el Balear. La causa es la separación en 5 subsistemas que no permiten el empleo de centrales más grandes. Estos subsistemas son Tenerife-La Gomera, Lanzarote-Fuerteventura, Gran Canaria, La Palma y el Hierro.

3.3.5 Operador del sistema (REE)

La ley de 1997 creó varios actores encargados del funcionamiento del sector liberalizado, entre otros el operador del sistema, el operador del mercado y el transportista. En España el papel de transportista, o gestor de la red de transporte, coincide con el operador del sistema. Ambas funciones son desempeñadas por Red Eléctrica de España (REE). REE percibe remuneración por la red de transporte como hemos mencionado y recibe una remuneración adicional por su labor como operador del sistema. Esta remuneración fue de 28 millones de euros en 2016.

3.3.6 Tasa CNMC

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es un organismo público con personalidad jurídica propia, independiente del gobierno y sometido a control parlamentario. Entró en funcionamiento el 7 de octubre de 2013. Se constituyó a partir de seis organismos ya existentes, entre ellos la Comisión Nacional de la Energía. Por ello, entre sus principales funciones consta la supervisión y control del sector eléctrico. En los costes del sector en 2016 se incluyó una tasa de 21 millones de euros para financiar su actividad.

3.3.7 Operador de mercado (OMIE)

OMIE es el operador de los mercados diario e intradiario español. Su estructura societaria está íntimamente relacionada con el operador del mercado portugués OMIP, reflejando la avanzada integración entre ambos mercados (Figura 13). Para sufragar el funcionamiento de OMIE, se remuneró su actividad con 7 millones de euros en 2016.



Figura 13 Estructura societaria de OMIE y OMIP. Fuente: OMIE

3.4 Impuestos

Además de todos los costes relacionados con el sistema eléctrico, los usuarios abonan en la factura dos impuestos, el impuesto sobre electricidad y el IVA. El impuesto sobre electricidad se calcula como el 5,1127% del término de potencia y del término de energía incluido recargos.

El IVA se calcula como el 21% de la tarifa en Península y Baleares, incluyendo para el cálculo el impuesto de electricidad.

Impuestos 2016 (M€)	
Impuesto de electricidad	1.290
IVA	3.056
Total	4.346

Tabla 6 Impuestos pagados por los consumidores de electricidad. Fuente: Ministerio de Hacienda, estimación a partir de datos de UNESA

4. Nuevo régimen retributivo del RD 413/2014

El marco legislativo mencionado en el Capítulo 2 que se diseñó para fomentar la generación renovable en España, el denominado régimen especial, ha sido reemplazado por un nuevo mecanismo de retribución. El anterior marco retributivo fue modificado en múltiples ocasiones entre los años 2009 y 2011 para tratar de detener el incremento del coste de las primas a las renovables. La insuficiencia de estas medidas llevó a que se aprobara el Real Decreto Ley 1/2012, que impidió la asignación de nuevas retribuciones.

Tras congelar el acceso a nuevas primas se decidió aprobar un nuevo marco retributivo. El Real Decreto-ley 9/2013 y la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico daban un mandato al gobierno para que estableciera un nuevo mecanismo de retribución, basado en el concepto de rentabilidad razonable definido en la Ley 54/1997. Esta rentabilidad razonable garantiza que los propietarios de las instalaciones reciban un incentivo adecuado que les permita poder participar en el mercado y obtener una rentabilidad razonable en el proyecto. Se elimina la distinción entre régimen ordinario y régimen especial, y en su lugar se habla de instalaciones a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, que son las instalaciones que pueden optar al nuevo régimen.

Este nuevo marco regulatorio ha sido definido en el Real Decreto 413/2014, donde aparecen gran parte de las definiciones y procedimientos de cálculo de la retribución. En la Orden IET/1045/2014 se definen los parámetros de la mayor parte de las instalaciones existentes que sirven como base para el cálculo de la retribución, pues este nuevo marco aplica tanto a las nuevas instalaciones como a las ya existentes.

El Real Decreto 413/2014 organiza el acceso al régimen retributivo, organizado mediante una concurrencia competitiva, como se ha mencionado en el Capítulo 2. El objetivo es unificar el régimen retributivo con las autorizaciones administrativas de la puesta en marcha de las instalaciones.

En este capítulo se va a explicar este nuevo marco regulatorio, pero no se detallará completamente todas las tecnologías de cogeneración, renovables y residuos, pues cada una de éstas tiene ciertos supuestos y cálculos particulares. Se detallarán los parámetros e hipótesis que serán necesarias para determinar la rentabilidad de las instalaciones de gasificación por plasma a partir de residuos sólidos urbanos, pues sobre esta tecnología tratará el capítulo 5.

Este nuevo marco retributivo introduce una serie de variables y términos que son necesarios para el cálculo de la retribución que recibirán las instalaciones y que se van a detallar a continuación.

4.1 Definiciones

Rentabilidad razonable

La rentabilidad razonable que obtienen los inversores con el nuevo marco regulatorio es como enuncia el RD 413/2014 la “rentabilidad antes de impuestos situada en el entorno del rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio incrementado con un diferencial”. Este diferencial es de 300 puntos básicos, como se ha enunciado en la Ley del Sector Eléctrico.

Periodo y semiperiodo regulatorio

Los periodos regulatorios tienen una duración de seis años. El primer periodo regulatorio empezó tras la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, el 12 de julio y dura hasta el 31 de diciembre de 2019. Estos periodos regulatorios a su vez se subdividen en dos semiperiodos regulatorios de tres años de duración, con el primero ya concluido el 31 de diciembre de 2016. Al concluir cada periodo regulatorio se actualizarán ciertos parámetros como la rentabilidad razonable, mientras que al terminar un semiperiodo se actualizan otros parámetros como la retribución a la inversión y los ingresos estimados por venta de electricidad. No se podrán actualizar una vez definidos los valores de la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión de una instalación.

Instalación tipo

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo define unos parámetros para cada tipo de instalación en función de su tecnología, antigüedad y potencia, a partir de los cuales se calcula la retribución que percibe la instalación. El criterio para determinar estos parámetros es el de una empresa eficiente y bien gestionada. Algunos de los parámetros son comunes a todas las tecnologías mientras que otros son específicos para ciertas tecnologías. Los más relevantes son los siguientes:

- Vida útil regulatoria
- Retribución a la inversión (Rinv)
- Retribución a la operación (Ro)
- Incentivo a la inversión por reducción del coste de generación (Iinv)
- Número de horas de funcionamiento mínimo
- Umbral de funcionamiento
- Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación
- Precio medio anual del mercado diario e intradiario y su estimación
- Límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado

- Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo
- Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo
- Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción
- Otros ingresos de explotación
- Estimación del coste futuro de explotación
- Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable
- Valor neto del activo
- Coeficiente de ajuste de la instalación tipo

Esta no es una lista exhaustiva, pues hay ciertos parámetros que se emplean cuando sea necesario para calcular los enunciados anteriormente. Se van a explicar estos parámetros y otras definiciones necesarias y, a continuación, cómo se determina la retribución a la inversión en función de los demás.

Vida útil regulatoria

La vida útil regulatoria es el periodo durante el cual las instalaciones podrán recibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Al terminar este plazo podrán continuar operando, pero recibiendo solo los ingresos de mercado.

Retribución a la inversión

La retribución de las instalaciones en el nuevo sistema regulatorio está compuesta por dos términos, la retribución a la inversión y la retribución a la operación. La retribución a la inversión es un término por unidad de potencia que cubre los costes de la inversión que no se puedan recuperar exclusivamente con la venta a mercado de la energía y así garantizar que se obtenga la rentabilidad razonable.

Retribución a la operación

La retribución a la operación es el segundo parámetro retributivo, diseñado para cubrir la diferencia entre ingresos y costes de explotación. Solo las instalaciones cuyos ingresos son menores que sus costes de operación reciben esta retribución. En el caso de las instalaciones cuyos costes de operación dependen fundamentalmente de combustibles este valor se actualiza semestralmente.

Incentivo a la inversión

Es un tercer término retributivo que solo aplica a instalaciones presentes en los territorios no peninsulares cuando conlleve una reducción de los costes del sistema. En los sistemas no peninsulares gran parte de la demanda se cubre con instalaciones que utilizan combustibles fósiles con costes muy elevados como motores diésel. Por ello se

diseña este incentivo a la inversión para lograr un incremento de generación renovable que contribuya a reducir los costes del sistema.

Número de horas de funcionamiento mínimo

Hay unos mínimos marcados para los cuales la instalación recibe retribución. Si la instalación funciona menos horas que este mínimo, la retribución se reduce.

Umbral de funcionamiento

Si el número de horas que la instalación genera electricidad se sitúa por debajo del umbral de funcionamiento, la retribución se elimina.

Precio de mercado y estimación del precio de mercado

El precio futuro del mercado será estimado al comienzo de cada semiperiodo regulatorio y dicha estimación será publicada en una orden ministerial. Se estima el precio medio anual para los tres años del semiperiodo regulatorio, así como de los años posteriores. Una vez concluido un año la CNMC publicará el precio medio de ese año.

Límites superiores e inferiores al precio de mercado

Al comienzo del semiperiodo regulatorio, además del precio de mercado se definirán unos límites superiores o inferiores, con el fin de ajustar la retribución a la inversión en el caso de que el precio de mercado varíe respecto a la previsión, reduciendo la retribución si el precio aumenta o aumentándola si el precio se sitúa por debajo de lo previsto.

Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo

El valor estándar de la inversión se define por unidad de potencia y es el coste que tiene la construcción y puesta en funcionamiento de una instalación tipo. Es un parámetro clave pues a partir de la inversión inicial y los costes de la instalación se determina la retribución de acuerdo con la rentabilidad razonable.

Este parámetro también es relevante en el proceso de subasta. Los participantes que ofrecen mayores descuentos sobre un valor estándar de inversión inicial propuesto por orden ministerial son los que pueden acceder a esta retribución.

Valor neto del activo y coeficiente de ajuste

Son dos parámetros a partir de los cuales se determina la retribución a la inversión. El valor neto del activo es un término en euros por unidad de potencia. Este término es

similar al valor contable de un activo fijo, pues su valor va disminuyendo a lo largo de la vida útil regulatoria a partir de los ingresos y gastos de la instalación, incluyendo los ingresos la retribución a la inversión y a la operación que recibe el operador de la instalación.

El coeficiente de ajuste tiene en cuenta los ingresos y gastos que se van a percibir en el futuro para ajustar la retribución a la inversión y así garantizar que se obtenga la rentabilidad razonable.

4.2 Cálculo de los parámetros retributivos

Retribución a la inversión

La retribución a la inversión ($R_{inv,j,a}$) de cada instalación tipo en €/MW se determina según la fórmula siguiente:

$$R_{inv,j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1}$$

Donde:

- j indica el semiperiodo regulatorio y a el año de aprobación de la instalación.
- $C_{j,a}$ es un coeficiente de ajuste en tanto por uno que ajusta la retribución a la inversión en función de los ingresos y gastos previstos en el futuro. A continuación se detalla su cálculo.
- $VNA_{j,a}$ es el valor neto del activo en €/MW, cuyo cálculo se explica más adelante.
- t_j es una tasa de actualización en tanto por uno que toma el valor de la rentabilidad razonable
- VR_j es la vida residual de la instalación, los años que faltan para el fin de su vida útil regulatoria

La retribución a la inversión se calcula al comienzo de la vida útil de la instalación y se actualiza al comienzo de cada semiperiodo regulatorio. Su valor es constante en los años de un semiperiodo regulatorio, pues las variables a partir de la cual se calcula ($C_{j,a}$, $VNA_{j,a}$ y t_j) solo se actualizan al comenzar un semiperiodo regulatorio.

Coeficiente de ajuste $C_{j,a}$

Para realizar el cálculo de $C_{j,a}$ hay que asumir que la inversión de la instalación tipo se realiza el 1 de enero de su año de autorización de explotación definitiva (a) y que los ingresos y gastos de explotación se incurren al final de cada año de operación, el 31 de diciembre. Este coeficiente se deberá calcular al comienzo del año de autorización de

la instalación (a) y al comienzo de cada semiperiodo regulatorio. En cada caso a se calcula de forma ligeramente distinta.

Al comienzo del año a tomará el valor de:

$$C_{j,a} = \frac{VI_a - \sum_{i=a}^{a+VU-1} \frac{Ingfi - Cexpfi}{(1 + t_j)^{i-a+1}}}{VI_a}$$

Donde:

VI_a: valor estándar de la inversión de la instalación tipo en el año a. Como se mencionó anteriormente, para las instalaciones ya existentes este valor es publicado en orden ministerial, pero para las nuevas instalaciones su valor vendrá determinado por los resultados de las subastas que se realicen.

VU: vida útil regulatoria en años.

Ingfi: ingresos estimados de la instalación en €/MW donde se incluyen además de los ingresos por venta de electricidad otros ingresos previstos en el RD 413/2014. Estos ingresos se calculan para cada año restante de la vida útil regulatoria a partir de las horas de funcionamiento y las previsiones de precio del mercado eléctrico que se publican en orden ministerial.

Cexpfi: de forma similar a los ingresos, el ministerio publica unos costes de explotación para una instalación eficiente y bien gestionada.

t_j: rentabilidad razonable del semiperiodo regulatorio.

En el caso de que C_{j,a} obtenga valores superiores a uno tomará el valor de 1 y si se calculan valores por debajo de cero se fijará a cero. A continuación se muestra la fórmula para su cálculo al comienzo de cada semiperiodo regulatorio:

$$C_{j,a} = \frac{VNA_{j,a} - \sum_{i=p}^{a+VU-1} \frac{Ingfi - Cexpfi}{(1 + t_j)^{i-p+1}}}{VNA_{j,a}}$$

En este caso deben considerarse dos nuevos parámetros, **p** que es el año de comienzo del semiperiodo y **VNA_{j,a}** que es el valor neto del activo en €/MW al comienzo del semiperiodo.

Valor neto del activo $VNA_{j,a}$

De forma similar al coeficiente $C_{j,a}$, el valor neto del activo se calculará de forma ligeramente distinta dependiendo de si es el primer año en el que se calcula o se calcula a partir del cálculo de un semiperiodo anterior.

$$VNA_{j,a} = \left[VI_a(1 + t_{j-1})^{p-a} - \sum_{i=a}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1})(1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right]$$

Para el valor neto del activo se utilizarán variables ya explicadas para el coeficiente de ajuste, con la particularidad de que serán las correspondientes al semiperiodo regulatorio anterior, por ello corresponden a $j-1$. Para el año de puesta en funcionamiento, VNA será el valor estándar de la inversión. Una diferencia importante en el cálculo de $VNA_{j,a}$ es que en los ingresos debe incluirse la retribución a la inversión percibida, algo que no se incluye en el cálculo de $C_{j,a}$.

La variable no explicada aún, $Vajdm_{i,j-1}$, correspondiente al ajuste por variación en el precio de mercado, será explicada en este mismo capítulo. $VNA_{j,a}$ se actualizará al comienzo de cada semiperiodo con el siguiente cálculo:

$$VNA_{j,a} = \left[VNA_{j-1,a}(1 + t_{j-1})^{sm} - \sum_{i=p-sm}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1})(1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right]$$

Además de las variables explicadas anteriormente, al realizar el cálculo al comienzo de cada semiperiodo debe considerarse el año de comienzo del semiperiodo (p), y la duración en años del semiperiodo, que será de tres años ($sm=3$).

Retribución a la operación

La retribución a la operación expresada en €/MWh se calcula para que los ingresos de explotación igualen los gastos de explotación al sumar este término. La retribución a la operación se actualiza para cada semiperiodo regulatorio, aunque para las instalaciones cuyos costes de operación dependen principalmente a los costes de combustible la renovación es semestral.

Ajuste por desviaciones en el precio de mercado

Las estimaciones del precio de mercado publicadas al comienzo de cada semiperiodo regulatorio se hacen a partir de los contratos de futuros negociados en OMIP. En la Tabla 7 se muestran las previsiones más recientes, las correspondientes al segundo semiperiodo regulatorio. Además de las previsiones del precio, se publican unos límites superiores (LS1 y LS2) e inferiores (LI1 y LI2). LS2 es mayor siempre que LS1 y LI2 es siempre inferior a LI1.

	2017	2018	2019	2020-
Pm	42,84	41,54	41,87	52
LS2	49,81	48,3	48,68	60
LS1	46,33	44,92	45,28	56
LI1	39,35	38,16	38,46	48
LI2	35,87	34,78	35,06	44

Tabla 7 Estimaciones de precio y límites inferiores y superiores. Fuente: ETU/130/2017

Vajdm_{i,j} será el valor de los ajustes por desviación en el precio de mercado en cada año i de un semiperiodo regulatorio j. Se calcula al final de cada año a partir del precio de mercado real y los límites superiores e inferiores que se aprueban en cada semiperiodo regulatorio. El cálculo de Vajdm_{i,j} varía según dónde se sitúe el precio de mercado comparado con los límites.

Si el precio de mercado se sitúa por encima de LS2 se usa la fórmula siguiente:

$$\text{Vajdm}_{i,j} = \text{Nh}_{i,j} * 0,5 * (\text{LS1}_{i,j} - \text{LS2}_{i,j}) + \text{Nh}_{i,j} * (\text{LS2}_{i,j} - \text{Pm}_{i,j})$$

Si se sitúa entre LS1 y LS2 se calcula de la forma siguiente:

$$\text{Vajdm}_{i,j} = \text{Nh}_{i,j} * 0,5 * (\text{LS1}_{i,j} - \text{Pm}_{i,j})$$

Si el precio de mercado se sitúa entre LI1 y LS1 el valor de los ajustes es de cero:

$$\text{Vajdm}_{i,j} = 0$$

Si se sitúa entre LI1 y LI2 se usa esta fórmula:

$$\text{Vajdm}_{i,j} = \text{Nh}_{i,j} * 0,5 * (\text{LI1}_{i,j} - \text{Pm}_{i,j})$$

Por último, si se sitúa por debajo de LI2:

$$\text{Vajdm}_{i,j} = \text{Nh}_{i,j} * 0,5 * (\text{LI1}_{i,j} - \text{LI2}_{i,j}) + \text{Nh}_{i,j} * (\text{LI2}_{i,j} - \text{Pm}_{i,j})$$

Nh_{i,j} es el número de horas de funcionamiento de la instalación tipo y Pm_{i,j} es el precio de mercado real para ese año.

Corrección de los ingresos si no se alcanza las horas mínimas de funcionamiento

El número de horas de funcionamiento se calcula dividiendo la energía vendida en el mercado en kWh entre la potencia instalada en kW.

$$d = \frac{\text{Nhinst} - \text{Uf}}{\text{Nhmin} - \text{Uf}}$$

Nhinst es el número de horas de funcionamiento de un año, Uf es el umbral de funcionamiento y Nhmin es el número de horas mínimas de funcionamiento. En el caso de que las horas equivalentes de funcionamiento de un año sean inferiores al

umbral de funcionamiento se elimina la retribución. Si se encuentra entre U_f y N_{hmin} se multiplica la retribución por el parámetro d .

4.3 Categorías de instalaciones

La orden IET/1045/2014 define las categorías de instalaciones a las que afecta el nuevo marco regulatorio. Estas categorías se van a enumerar a continuación.

Categoría a

Instalaciones de cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de residuos. Esta categoría se divide a su vez en:

- Grupo a.1: instalaciones que incluyen una central de cogeneración. Se divide en tres subgrupos a su vez según el tipo de combustible de la instalación. El a.1.1 incluye las que utilizan gas natural, el a.1.2 las que utilicen derivados del petróleo y el carbón y el a.1.3 las que no cumplen las condiciones de los otros dos grupos.
- Grupo a.2: instalaciones que empleen energías residuales procedentes de un proceso industrial o de otro tipo, pero que no sean generadoras de energía eléctrica.

Categoría b

En la categoría b se incluyen las instalaciones de energías renovables no fósiles. Se divide en ocho grupos:

- Grupo b.1: instalaciones de energía solar. Comprende el subgrupo b.1.1, de energía fotovoltaica y el b.1.2, de energía termosolar.
- Grupo b.2: instalaciones de energía eólica. El b.2.1 incluye las instalaciones terrestres y el b.2.2 las marinas.
- Grupo b.3: abarca varias tecnologías, principalmente la geotérmica y la de las olas, mareas y corrientes marinas.
- Grupo b.4: centrales hidroeléctricas con potencia menor de 10 MW. Dentro de este grupo está el b.4.1 que incluye las instalaciones que fueron construidas exclusivamente para uso eléctrico y el b.4.2, en el que se incluyen las centrales que fueron construidas con otro objetivo distinto al eléctrico.
- Grupo b.5: centrales hidroeléctricas con más de 10 MW de potencia. De forma similar al b.4, se divide en b.5.1 las instalaciones con fin eléctrico y el b.5.2 las que tienen un objetivo principal distinto al eléctrico.

- Grupo b.6: incluye las instalaciones que usan energía procedente de la biomasa de origen forestal, agrícola o proveniente de cultivos energéticos.
- Grupo b.7: incluyen las que utilizan como combustible un biolíquido producido a partir de biomasa. El b.7.1 utiliza biogás de vertederos controlados y el b.7.2 utiliza biogás proveniente de residuos ganaderos, agrícolas o de cultivos energéticos.
- Grupo b.8: instalaciones de generación eléctrica o cogeneración que usen como combustible biomasa generada en instalaciones del sector agrícola o forestal.

Categoría c

La categoría c incluye principalmente centrales de valorización energética a partir de residuos que no sean incluidas en la categoría b e instalaciones que utilicen licores negros. Se divide a su vez según su combustible en:

- Grupo c.1: esta categoría incluye los residuos sólidos urbanos.
- Grupo c.2: incluye las instalaciones que utilizan licores negros, y otras no incluidas en c.1, b.6, b.7 y b.8. También incluye las correspondientes a la categoría c.3 en la anterior clasificación, establecida por el Real Decreto 661/2007.
- Grupo c.3: incluye las instalaciones que en la anterior clasificación correspondían a la categoría c.4.

En la Orden IET/1045/2014 se incluye la correspondencia de las categorías definidas anteriormente, en el Real Decreto 661/2007, con la nueva categorización. Además de las ya mencionadas se han producido algunos otros cambios de categoría.

En la Tabla 8 se muestra la vida útil regulatoria definida para las distintas categorías.

Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.1.3	25
	a.2		25
b)	b.1	b.1.1	30
		b.1.2	25
	b.2	b.2.1	20
	b.3		20
	b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8		25
c)	c.1, c.2 y c.3		25

Tabla 8 Vida útil regulatoria de las distintas categorías. Fuente: IET/1045/2014

4.4 Ejemplo de cálculo de una instalación

En este apartado se va a hacer el cálculo de una instalación tipo mediante Microsoft Excel que servirá de base para el cálculo que se realizará en el capítulo 5 de la rentabilidad económica de la gasificación por plasma. El objetivo de este apartado va a ser mostrar cómo se determina la retribución a la inversión a partir de los parámetros de la instalación tipo y además comprobar que este modelo de Excel que calculamos es correcto y así poder extraer conclusiones variando alguno de los parámetros del modelo.

Para hacer este cálculo se va a aplicar los procedimientos del RD 413/2014 y los parámetros e hipótesis publicadas en la Orden IET/1045/2014, pues en esta orden se publican detalladamente las hipótesis utilizadas por el ministerio y así podemos comprobar la validez de nuestros cálculos. En el capítulo 5 se utilizarán parámetros y previsiones aprobados en órdenes ministeriales más recientes.

En primer lugar, hay que determinar el tipo de instalación, que en este caso para elegir una instalación similar a la del siguiente capítulo será de valorización energética de residuos sólidos urbanos, por lo que sería del grupo c.1. Como es del grupo c.1, la vida útil regulatoria será de 25 años (Tabla 8). A continuación, se busca el grupo c.1 en el anexo I de la orden citada y en la Tabla 9 se muestra la tabla que aparece en dicho anexo. Elegimos una instalación con año de aprobación 2016 y de subtipo lecho fluido, por lo que el código de instalación será IT-00959.

Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
c.1	-	-	-	Lecho fluido	≤1996	IT-00939
c.1	-	-	-	Lecho fluido	1997	IT-00940
c.1	-	-	-	Lecho fluido	1998	IT-00941
c.1	-	-	-	Lecho fluido	1999	IT-00942
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2000	IT-00943
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2001	IT-00944
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2002	IT-00945
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2003	IT-00946
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2004	IT-00947
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2005	IT-00948
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2006	IT-00949
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2007	IT-00950
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2008	IT-00951
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2009	IT-00952
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2010	IT-00953
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2011	IT-00954
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2012	IT-00955
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2013	IT-00956
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2014	IT-00957
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2015	IT-00958
c.1	-	-	-	Lecho fluido	2016	IT-00959
c.1	-	-	-	Parrilla	≤1996	IT-00963
c.1	-	-	-	Parrilla	1997	IT-00964
c.1	-	-	-	Parrilla	1998	IT-00965

Tabla 9 Código de instalación tipo. Fuente: IET/1045/2014

Con este código de instalación en el Anexo II encontramos el cálculo del coeficiente de ajuste, así como la retribución a la inversión que deberemos obtener en nuestros cálculos. Estos valores son R_{inv} 381.058 €/MW y $C_{1,a}$ 0,6335. También aparece el número de horas de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento anual.

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coefficiente de ajuste $C_{1,a}$	Retribución a la Inversión R_{inv} 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación R_o (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de R_o (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo N_h (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento U_f (*) Anual 2014-2016 (h)
IT-00953	25	0,6418	387.564	-	-	2.200	800
IT-00954	25	0,6449	392.319	-	-	2.200	800
IT-00955	25	0,6447	392.221	-	-	2.200	800
IT-00956	25	0,6396	384.717	-	-	2.200	800
IT-00957	25	0,6371	383.176	-	-	2.200	800
IT-00958	25	0,6353	382.102	-	-	2.200	800
IT-00959	25	0,6335	381.058	-	-	2.200	800

Tabla 10 Retribución a la inversión y coeficientes de ajuste. Fuente: IET/1045/2014

También a partir de este código, en el Anexo VIII de la misma orden encontramos los valores tipo definidos por el ministerio para esta instalación (Figura 14). En esta tabla obtenemos varios valores que necesitamos para los cálculos de la instalación:

- Valor estándar de la inversión (V_{Ia}): 6.765.000 €/MW
- Vida útil regulatoria: 25 años
- Costes de explotación para el año 2017: 114,55 €/MWh
- Ingresos obtenidos por la venta de electricidad en 2017: 51,98 €/MWh
- Otros ingresos (por el tratamiento de residuos): 59,9 €/tonelada
- Horas equivalentes de funcionamiento: 5.895

Código de identificación:		IT-00959							
Caracterización de la Instalación Tipo durante su explotación:									
Valor estándar de la inversión inicial (€/MW):		6.765.000							
Vida Útil Regulatoria (años):		25							
Año	Coste de combustible	Costes de explotación		Ingresos Venta electricidad al Sistema		Otros ingresos de explotación Canon/Coste evitado tratamiento	Horas equivalentes de funcionamiento		Relación electricidad exportada / electricidad bruta (Cogen.)
		Histórico	Futuro	Histórico	Futuro		Histórico	Futuro	
	€/t	€/MWh _E	€/MWh _E	€/MWh _E	€/MWh _E	€/t	h netas	h netas	Futuro
1994	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1995	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2001	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2002	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2014	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2017	-	-	114,55	-	51,98	59,9	-	4.895	-

Histórico: Parámetros hasta 13 de julio de 2013

Figura 14 Valores de los parámetros de la instalación tipo IT-00959. Fuente: IET/1045/2014

Por último, debemos tomar nota de las demás hipótesis que utiliza el ministerio enunciadas en el Anexo III para poder emplear las mismas en este cálculo. Algunas de las hipótesis que el ministerio indica son de aplicación a todas las tecnologías como el precio mientras que otras son de aplicación exclusiva a ciertas tecnologías. Aquí

enunciaremos las que apliquen a nuestra instalación. En primer lugar, las estimaciones del precio se indican en la Tabla 11.

	2014	2015	2016	2017 en adelante
Pm (€/MWh)	48,21	49,52	49,75	52
LS2 (€/MWh)	56,21	57,52	57,75	60
LS1 (€/MWh)	52,21	53,52	53,75	56
LI1 (€/MWh)	44,21	45,52	45,75	48
LI2 (€/MWh)	40,21	41,52	41,75	44

Tabla 11 Estimaciones de precio del primer semiperiodo. Fuente: IET/1045/2014

Otras hipótesis que hay que considerar son:

- Coeficientes de apuntamiento tecnológico. Este coeficiente se utiliza para estimar de qué precio se beneficiaría realmente la instalación dependiendo del funcionamiento de la instalación y a qué horas opera. Este coeficiente es de 0,9997 para el grupo c.1.
- Valor de la rentabilidad razonable: 7,398%.
- Evolución de los costes de explotación: se aplica un incremento anual del 1%.
- Coste del combustible para el grupo c.1: 0 €/tonelada
- Incremento anual del canon de tratamiento de residuos: 1%
- Rendimiento: entre el 18% y el 20%

Con las hipótesis enunciadas anteriormente no era posible completar el cálculo, porque, aunque se indicaban rendimientos, no se indicaba el poder calorífico considerado del combustible, por lo que no era posible determinar los residuos tratados y consumidos. Por ello se ha tenido que utilizar uno de los resultados, R_{inv} para determinar el número de toneladas de residuos tratadas. Se ha utilizado R_{inv} para determinar cuántos ingresos por gestión de residuos eran necesarios para que la diferencia de ingresos y gastos descontada con la tasa de rentabilidad razonable fuera igual al valor estándar de la inversión. A partir de este dato de ingresos por gestión de residuos se ha determinado el consumo de combustible, 8.854 toneladas/MW y el poder calorífico del combustible, 3,071 MWht/tonelada.

Aunque se haya tenido que utilizar una de las soluciones, una vez obtenido el número de toneladas se ha proseguido con los cálculos empleando las fórmulas descritas en la sección anterior y se ha obtenido los valores correctos de R_{inv} y $C_{1,a}$.

	2016	2017	2020	2023	2026	2029	2032	2035	2038
Periodo regulatorio	1	1	2	2	3	3	4	4	5
Semiperiodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Generación eléctrica (MWh)	4.895	4.895	4.895	4.895	4.895	4.895	4.895	4.895	4.895
Consumo combustible (ton)	8.854	8.854	8.854	8.854	8.854	8.854	8.854	8.854	8.854
Ingresos mercado (€/MW)	243.453	254.464	254.464	254.464	254.464	254.464	254.464	254.464	254.464
Ingresos gestión residuos (€/MW)	530.331	535.635	551.865	568.587	585.816	603.567	621.855	640.698	660.112
Retribución inversión (€/MW)	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058
Ajuste precio de mercado (€/MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Costes operación (€/MW)	560.722	566.329	583.490	601.170	619.386	638.154	657.491	677.414	697.940
Ingf-Cexpf (€/MW)	213.062	223.769	222.839	221.881	220.893	219.876	218.828	217.748	216.636
Cálculo para VNAj,a (€/MW)	594.120	697.627	696.555	695.449	694.311	693.137	691.928	690.683	689.400
EBITDA (€/MW)	594.120	604.827	603.897	602.939	601.951	600.934	599.886	598.806	597.694
Valor estándar inversión (€/MW)	6.765.000								
EBITDA descontado (€/MW)	6.765.000								
Rentabilidad razonable	7,398%								
Rinvj,a (€/MW)	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058	381.058
Cja	0,6335	0,6328	0,6336	0,6344	0,6351	0,6359	0,6366	0,6373	0,6379
VNAj,a (€/MW)	6.765.000	6.671.354	6.313.154	5.872.458	5.329.663	4.660.484	3.834.844	2.815.486	1.556.259
Factor anualización	0,0889	0,0903	0,0953	0,1023	0,1126	0,1286	0,1561	0,2124	0,3838

Tabla 12 Cálculo de instalación tipo 00959

En la Tabla 12 se muestra el resultado del cálculo. No se muestran los 25 años de la vida útil para poder lograr una mejor visualización, se muestra el primer año de operación de la instalación y el primer año de cada semiperiodo regulatorio, pues los cambios dentro de cada semiperiodo regulatorio son pequeños. Se observa que los ingresos por venta de electricidad son constantes excepto en el primer año pues la estimación de precio es de 52 €/MWh a partir de 2017, y el número de horas de funcionamiento es constante. El consumo de combustible también es constante, pero aumentan los ingresos por tratamiento de residuos pues se considera que los ingresos por tonelada aumentan un 1% anual.

La retribución a la inversión toma un valor constante en todos los periodos porque asumimos que la rentabilidad razonable es constante, aunque es bastante seguro que esta rentabilidad va a ser reducida en el segundo periodo. La fórmula de cálculo de la retribución a la inversión está diseñada para lograr que este ingreso sea constante durante cada periodo regulatorio, aunque los ingresos y costes de la instalación sufran variaciones.

No hay ajuste por variación del precio de la electricidad pues estamos utilizando las mismas hipótesis que las de la orden ministerial. Los costes de operación se han incrementado un 1% anual como ya hemos mencionado. Las dos siguientes líneas, *Ingf-Cexpf* y *Cálculo para VNA_{j,a}* son cálculos intermedios para determinar los parámetros $C_{j,a}$ y $VNA_{j,a}$. Como se puede observar que cada año los ingresos de venta de electricidad y gestión de residuos superan los costes de explotación, y este es el motivo por el que esta instalación tipo no cobra retribución a la operación.

El EBITDA (beneficio antes de la amortización, intereses e impuestos) que se ha calculado incluye las tres fuentes de ingresos, electricidad, residuos y retribución a la inversión, y los costes de explotación. Como comprobación se observa que el valor del EBITDA descontado con la tasa de rentabilidad razonable es igual al valor estándar de la inversión. Esto siempre tiene que ser así pues es el objeto fundamental del nuevo marco regulatorio, que la inversión en una instalación tipo obtenga los ingresos suficientes para obtener una rentabilidad razonable.

En las últimas cuatro líneas de la Tabla 12 aparece el valor de las principales variables utilizadas para el cálculo de la retribución a la inversión. La retribución a la inversión en sí, como ya se ha dicho, es constante. El valor de $C_{j,a}$ no sufre variaciones significativas pues es un coeficiente de ajuste que tiene en cuenta la evolución futura de los ingresos y costes y en este modelo que hemos utilizado no hay variaciones sobre las previsiones. El valor neto del activo sí sufre variaciones significativas (Figura 15). Su valor decrece levemente en los primeros semiperiodos, pero más intensamente hacia el final de la vida útil regulatoria del activo. Esto se debe a cómo se calcula este valor neto del activo:

$$VNA_{j,a} = \left[VNA_{j-1,a}(1 + t_{j-1})^{sm} - \sum_{i=p-sm}^{p-1} (Ing_{i,j-1} - Cexp_{i,j-1} - Vajdm_{i,j-1})(1 + t_{j-1})^{p-i-1} \right]$$

El valor neto del activo en cada semiperiodo tiene en cuenta el valor del semiperiodo anterior actualizado con la rentabilidad razonable y le resta los ingresos netos que ha tenido la instalación en el semiperiodo anterior. En los primeros semiperiodos los ingresos netos solo reducen levemente el valor neto del activo porque al ser el valor neto del activo muy elevado la actualización que éste experimenta con la rentabilidad razonable es solo ligeramente inferior a los ingresos percibidos. Según avanza la vida útil regulatoria, la actualización del valor neto es cada vez menor mientras que los ingresos netos tienen un valor similar al comienzo, por ello se produce esta caída tan rápida al final de la vida útil del activo.

El comportamiento del valor neto del activo y los ingresos netos de la instalación es análogo al de una hipoteca. En una hipoteca los primeros pagos están compuestos principalmente de interés y los últimos son de amortización del principal. Los parámetros definidos en este marco regulatorio por lo tanto tienen una estructura financiera similar. El motivo por el que tienen una forma tan similar es que la instalación necesariamente tiene que tener un valor residual de cero o cerca de cero pues al final de la vida útil regulatoria es probable que muchos de los equipos de la instalación también estén llegando al fin de su vida útil. Una hipoteca también se caracteriza por ser un préstamo que se amortiza y llegar a un valor de cero al final de su plazo, al contrario que otros préstamos en los que debe devolverse el principal al final de su duración. Y de forma similar a una hipoteca, el marco regulatorio está diseñado para lograr unos ingresos (pagos en la hipoteca) relativamente estables para el propietario de la instalación a lo largo de la vida útil.

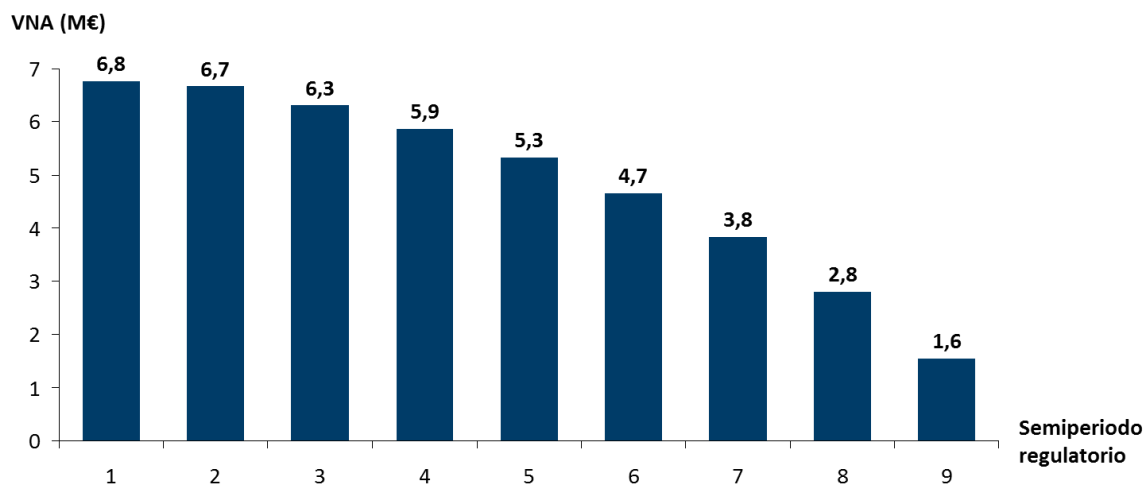


Figura 15 Evolución del $VNA_{j,a}$ en cada semiperiodo regulatorio

Por último, el parámetro que se ha nombrado factor de anualización es el correspondiente a la fracción por la que se multiplica a $C_{j,a}$ y $VNA_{j,a}$ para calcular $Rinv_{j,a}$ (Figura 16). Este factor es una fórmula financiera para lograr que, a partir de un valor decreciente, en este caso el valor neto del activo, se obtenga un valor constante, que es la retribución a la inversión.

$$Rinv_{j,a} = C_{j,a} \cdot VNA_{j,a} \cdot \frac{\text{Factor anualización}}{\left(\frac{t_j \cdot (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1} \right)}$$

Figura 16 Cálculo del factor de anualización

Por lo tanto, este factor es esperable que aumente a lo largo de la vida útil del activo y que lo haga en sentido opuesto al valor neto del activo. Esto es lo que se observa en la Figura 17.

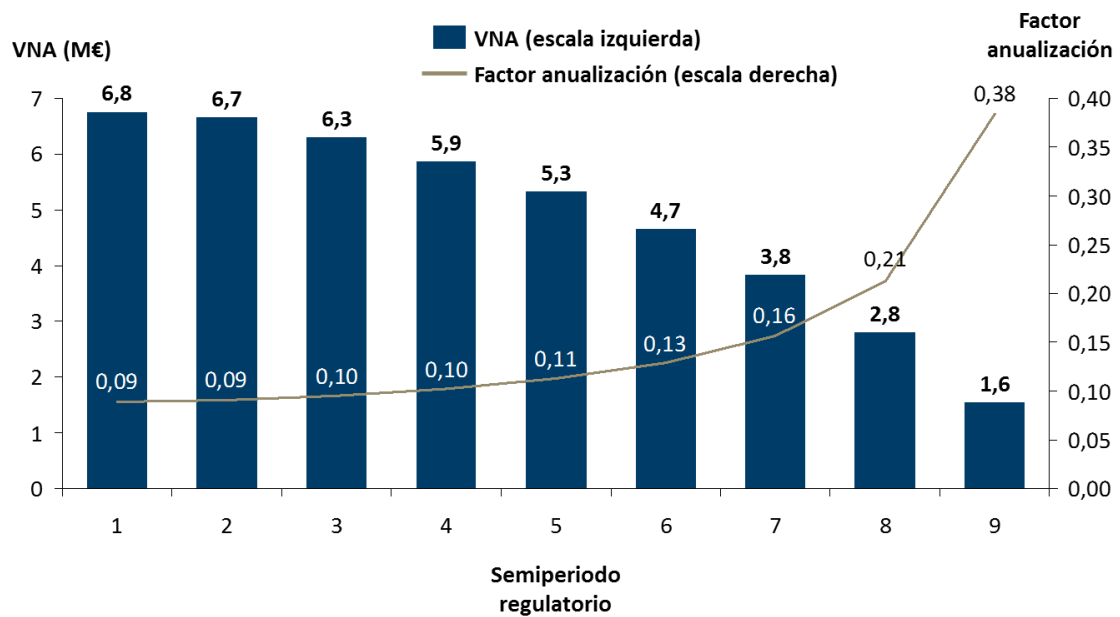


Figura 17 Evolución del factor de anualización y el valor neto del activo

En la Figura 18 se muestran las principales magnitudes económicas de la instalación y cómo los ingresos y gastos obtenidos se corresponden con el valor estándar de la inversión. A lo largo de la vida útil regulatoria de 25 años se obtienen unos ingresos totales de 30,9 millones de euros por cada megavatio de potencia. La retribución a la inversión es un 31% de estos costes y los ingresos por gestión de residuos son el principal ingreso, un 49% del total. Las implicaciones del reparto de estos ingresos las analizaremos en el próximo capítulo. Los costes de explotación suman 15,8 millones de euros. El beneficio operativo o EBITDA total sería de 15 millones de euros y realizando un descuento del EBITDA con la tasa de rentabilidad razonable se obtiene el valor estándar de la inversión.

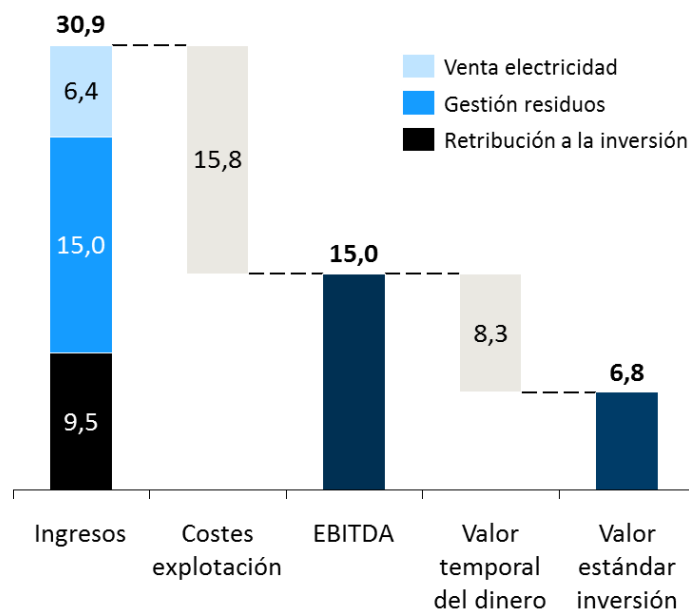


Figura 18 Principales magnitudes económicas de la instalación (millones de €)

4.5 Sistema de subastas

El procedimiento para acceder al nuevo régimen retributivo, enunciado en el apartado 14.7 de la Ley 24/2013, es un sistema de concurrencia competitiva. Una vez explicado el método de cálculo del nuevo sistema retributivo se va a analizar el método de subasta que se ha diseñado para acceder a él y qué implicaciones tiene para las tecnologías de las que trata este proyecto.

Se han realizado un total de tres subastas hasta la fecha, una en 2016 y dos en 2017. Para cada subasta se ha publicado un Real Decreto, una Orden ministerial, una resolución del Secretario de Estado de Energía para convocando la subasta y una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas para publicar su resultado. El objetivo citado para estas subastas es alcanzar un consumo de energía final de origen renovable de un 20% del total. Este objetivo ha sido establecido a nivel europeo para el año 2020.

4.5.1 Subasta del 14 de enero de 2016

La convocatoria de la primera subasta se estableció con el Real Decreto 947/2015. En esta subasta se especificaron las tecnologías que podían acudir, y se estableció un cupo de potencia para cada una. Las tecnologías que se convocaron en la subasta fueron eólica del grupo b.2.1 (*onshore*) y biomasa de los grupos b.6, b.7 o híbridas. La justificación de elegir la biomasa es según dice el Real Decreto: “se ha considerado la incorporación de nueva potencia de instalaciones térmicas de biomasa por la capacidad de gestión que aportan al sistema y por su interés como vector de desarrollo de los mercados locales de biomasa para su aprovechamiento conjunto en usos térmicos.”

En cuanto a la elección de instalar potencia eólica: “se ha considerado oportuno la renovación de potencia eólica existente o la incorporación de nueva potencia, dado que existe un contingente importante de instalaciones que se encuentran en zonas con elevado recurso eólico cuya renovación podría suponer un incremento significativo de la energía producida.”

Los cupos establecidos fueron 200 MW de biomasa y 500 MW de eólica. Posteriormente se aprobó la orden IET/2212/2015 para detallar el procedimiento de asignación del régimen retributivo y asignar los parámetros de las instalaciones tipo participantes. El producto a subastar es la potencia con derecho a percepción del régimen retributivo y se obtiene como resultado de la subasta una reducción del valor estándar de la inversión sobre el valor publicado en esta orden. El valor estándar de la inversión obtenido en la subasta, junto con el resto de parámetros publicados en la orden, es el que se utiliza para calcular la retribución. El procedimiento de la subasta es con sobre cerrado y sistema marginal, aplicando el porcentaje de reducción a todas las ofertas el de la última oferta casada. OMIE es el administrador de la subasta y la CNMC es la entidad supervisora.

Los parámetros de las instalaciones tipo para 2015 y 2016 se muestran en la Tabla 13 y la Tabla 14.

Tecn.	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Vida Útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de Explotación primer año (€/MWh)
Biomasa	ITR-0101	2015	25	3.335.000	6.500	42,39
		2016	25	3.335.000	6.500	42,76
Eólica	ITR-0102	2015	20	1.200.000	2.800	24,95
		2016	20	1.200.000	2.800	24,96

Tabla 13 Parámetros de las instalaciones tipo (2015-2016). Fuente: IET/2215/2015

Tecn.	Costes de biomasa primer año (€/t)	Horas de funcionam. máximo para la percepción de Ro (h)	N.º Horas equivalentes de funcionam. mínimo Nhmin Anual (h)	Umbral de funcionam. Uf Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv (€/MW) 2015-2016	Retribución a la Operación (primer año) Ro (€/MWh)
Biomasa	47,07	6.500	3.000	1.000	299.264	50,858
	47,54	6.500	3.000	1.000	299.264	51,575
Eólica	–	–	1.400	840	63.243	–
	–	–	1.400	840	63.275	–

Tabla 14 Parámetros de las instalaciones tipo (2015-2016). Fuente: IET/2215/2015

Y en esta orden también se publican los parámetros previstos para el periodo 2017-2020 (Tabla 15, Tabla 16)

Tecn.	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Vida Útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionam. (h)	Costes de Explotación primer año (€/MWh)
Biomasa	ITR-0101	2017	25	3.335.000	6.500	43,16
		2018	25	3.335.000	6.500	43,55
		2019	25	3.335.000	6.500	43,94
		2020	25	3.335.000	6.500	44,34
Eólica	ITR-0102	2017	20	1.200.000	2.800	25,29
		2018	20	1.200.000	2.800	25,5
		2019	20	1.200.000	2.800	25,71
		2020	20	1.200.000	2.800	25,93

Tabla 15 Parámetros de las instalaciones tipo (2017-2020). Fuente: IET/2215/2015

Tecn.	Costes de biomasa primer año (€/t)	Horas de funcionam. máximo para la percepción de Ro (h)	N.º Horas equivalentes de funcionam. mínimo Nhmin Anual (h)	Umbral de funcionam. Uf Anual (h)	Retribución a la Inversión Rinv (€/MW) 2017-2020	Retribución a la Operación (primer año) Ro (€/MWh)
Biomasa	48,02	6.500	3.000	1.000	299.264	50,376
	48,5	6.500	3.000	1.000	299.264	51,337
	48,98	6.500	3.000	1.000	299.264	52,308
	49,47	6.500	3.000	1.000	299.264	53,292
Eólica	-	-	1.400	840	63.384	-
	-	-	1.400	840	64.010	-
	-	-	1.400	840	64.643	-
	-	-	1.400	840	65.282	-

Tabla 16 Parámetros de las instalaciones tipo (2017-2020). Fuente: IET/2215/2015

También en esta orden se publica un método simplificado del cálculo de la rentabilidad a la inversión a partir de la retribución a la inversión publicada $R_{inv,ITR,a}$, un parámetro $m_{IT,a}$ (299.264 para la biomasa y 117.737 para la eólica), y la reducción en el coste estándar de la inversión obtenida en la subasta (Red_{ITR}). Este cálculo determina la variación de la retribución a la inversión solo teniendo en cuenta la reducción del valor estándar de la inversión fruto de la subasta.

$$R_{inv,IT,a} = R_{inv,ITR,a} - m_{IT,a} * Red_{ITR}$$

La subasta se celebró el 14 de enero de 2016. El resultado fue que la totalidad de los 700 MW fueron adjudicados con una reducción del 100% en el valor estándar de la inversión, tanto en biomasa como en eólica. El resultado de esta subasta generó un debate significativo en el sector, no solo porque implica que la retribución a la inversión sería de cero para las instalaciones adjudicatarias, sino porque la reducción del 100% implica que ni siquiera en un escenario de una gran caída del precio del pool recibirían retribución a la inversión estas instalaciones. En la Tabla 17 se muestra el cálculo de para qué porcentajes de reducción se obtiene un valor cero en la retribución a la inversión.

	$R_{inv,ITR,a}$	$m_{IT,a}$	Red_{ITR}	$R_{inv,IT,a}$
Biomasa	299.264	299.264	100,0%	0,00
Eólica	63.243	117.737	53,7%	0,00

Tabla 17 Porcentajes de reducción para los cuales la retribución a la inversión es cero

Para la biomasa, el porcentaje que elimina la retribución a la inversión es del 100%, pero en la eólica este porcentaje es del 53,7%. Esto quiere decir que ofreciendo reducciones mayores del 53,7% el único efecto es reducir el precio asegurado de venta que tiene la instalación al vender al pool (Vadjm en el apartado 4.2). En principio, pujar en la subasta con una reducción del 100% equivale a no obtener ningún tipo de prima del nuevo régimen regulatorio en el caso de la eólica, la biomasa sí obtiene retribución a la operación. En el caso de la eólica, ofrecer una reducción del 100% sería equivalente a construir una instalación y pedir a Red Eléctrica la conexión a la red, no sería necesario acudir a la subasta, que además obliga a unos plazos de construcción.

Se han ofrecido varias posibles explicaciones a estas pujas con reducción del 100%. Una de ellas es la equivocación por parte de los adjudicatarios que sí pensaban que, aunque pujaran con reducciones del 100%, tenían un precio mínimo garantizado. Otra posibilidad es que fueran pujas agresivas para lograr conseguir parte de la potencia ofrecida y que se esperara que por el funcionamiento marginal de la subasta el precio fuera más alto. Otra posible explicación es que estas empresas buscaran ganar notoriedad con la subasta y que estos proyectos los pensarán llevar a cabo aunque no se hubiera convocado una subasta.

4.5.2 Subasta del 17 de mayo de 2017

La convocatoria de la segunda subasta se estableció con el Real Decreto 359/2017. Esta subasta fue de un tamaño bastante mayor que la anterior, con un total de 3.000 MW. En esta subasta se produjo un cambio importante en el enfoque del reparto por tecnologías. Aunque en la primera subasta se produjo un reparto del cupo entre tecnologías, en esta compitieron todas las tecnologías por la misma potencia. Según dice la orden que desarrolla el procedimiento de la subasta (ETU/315/2017): “La subasta es tecnológicamente neutra, abierta a todas las tecnologías renovables. Se establecen tres instalaciones tipo de referencia una para tecnología eólica, otra para tecnología fotovoltaica y otra para el resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica. Las ofertas se presentarán para la instalación tipo de referencia de su tecnología”.

En esta subasta se introduce un nuevo parámetro que se utiliza para adjudicar la potencia en vez de la reducción del valor estándar de la inversión. El mecanismo de puja es similar a la primera subasta, se ofrece una reducción porcentual al valor estándar de la inversión de cada tecnología y a partir de la fórmula de cálculo simplificada explicada en la primera subasta se calcula la retribución a la inversión de esa oferta. A partir de dicha retribución a la inversión de cada oferta, se calcula el sobrecoste unitario para el sistema de dicha oferta, definido como el cociente entre la retribución a la inversión de dicha oferta con el número de horas de funcionamiento de la tecnología a la cual la oferta pertenece. Los valores de los parámetros utilizados eran los del año 2019. Resultan adjudicadas las instalaciones con menor sobrecoste unitario y, al ser la subasta marginal, se determina el sobrecoste unitario marginal de

cada tecnología y, a partir de él, la reducción del valor estándar de inversión por cada tecnología.

También en esta subasta se incorporan nuevos valores de apuntamiento para las instalaciones de esta subasta:

- Solar fotovoltaica (b.1.1): 1,0495
- Eólica (b.2): 0,8521
- Resto de tecnologías renovables: 0,9901

Los de la eólica y fotovoltaica corresponden a la ETU/130/2017, mientras que el del resto de tecnologías es una media aritmética de los coeficientes de esas tecnologías que aparecen en dicha orden. Las previsiones de precio también son las correspondientes a la ETU/130/2017. Los parámetros para las instalaciones de la subasta se muestran en la Tabla 18.

Tecnologías	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de autorización de explotación definitiva	Vida útil regulatoria (años)	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Número de horas equivalentes de funcionamiento (h)	Costes de explotación primer año (€/MWh)	Retribución a la Inversión 2017-2019 (€/MW) $R_{inv_{ITR,j,a}}$	Sobrecoste unitario máximo de la instalación tipo de referencia
Eólica	ITR-0103	2017	25	1.200.000	3.000	20,52	47.684	15,89
		2018	25	1.200.000	3.000	20,57	46.578	15,53
		2019	25	1.200.000	3.000	20,72	45.056	15,02
Fotovoltaica	ITR-0104	2017	25	1.200.000	2.367	21,46	39.646	16,75
		2018	25	1.200.000	2.367	21,49	38.480	16,26
		2019	25	1.200.000	2.367	21,63	36.908	15,59
Resto de tecnologías	ITR-0105	2017	25	2.000.000	5.000	39,55	148.875	29,78
		2018	25	2.000.000	5.000	39,79	147.655	29,53
		2019	25	2.000.000	5.000	40,12	145.636	29,13

Tabla 18 Parámetros de las instalaciones en la segunda subasta. Fuente: ETU/315/2017

En esta subasta se introducen valores mínimos y máximos de reducción con los que se puede pujar, para evitar reducciones excesivas como en la subasta anterior (Tabla 19).

Tecnología	Instalación tipo de referencia (ITR)	Valor mínimo del porcentaje de reducción ofertado	Valor máximo del porcentaje de reducción ofertado
Eólica	ITR-0103	0,00%	63,43%
Fotovoltaica	ITR-0104	0,00%	51,22%
Resto de tecnologías	ITR-0105	0,00%	99,99%

Tabla 19 Valores mínimos y máximos de reducción del valor estándar de la inversión. Fuente: Resolución del 10 de abril de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía

La subasta se celebró el 17 de mayo de 2017. La práctica totalidad de los megavatios subastados, el 99%, fueron de energía eólica. Los porcentajes de reducción sobre el valor estándar de la inversión fueron los máximos para la eólica (63,43%) y la solar (51,22%), y la reducción fue del 99,98% para las instalaciones de biomasa, aunque la potencia de biomasa adjudicada fue baja. La causa de esta adjudicación tan grande a la eólica fue que con el nuevo método del sobrecoste unitario y las reducciones máximas se produjo un empate en el mínimo en ambas tecnologías. Pero al tener la solar un menor número de horas de funcionamiento su sobrecoste unitario es mayor, por lo que se dio prioridad a las instalaciones de eólica. El cálculo del valor estándar de la inversión y la retribución a la inversión a partir de los resultados de la subasta se muestran en la Tabla 20.

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Código de Identificación de la Instalación Tipo	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Retribución a la Inversión Rinv (€/MW) 2017-2019
Eólica	ITR-0103	IT-04013	2017	438.840	0
		IT-04014	2018	438.840	0
		IT-04015	2019	438.840	0
Fotovoltaica	ITR-0104	IT-04016	2017	585.360	0
		IT-04017	2018	585.360	0
		IT-04018	2019	585.360	0
Resto de tecnologías	ITR-0105	IT-04019	2017	400	0
		IT-04020	2018	400	0
		IT-04021	2019	400	0

Tabla 20 Parámetros resultantes de la subasta. Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas

La adjudicación tan mayoritaria de instalaciones eólicas en la segunda subasta y la no convocatoria de la solar en la primera subasta, produjo quejas por numerosas asociaciones de productores de energía solar, pidiendo que se pudiera pujar más bajo para poder competir con la eólica. Después de esta subasta quedó demostrado que había empresas dispuestas a acometer la construcción y operación de instalaciones de energías renovables sin percibir retribución adicional a la del mercado. Esta subasta despejó las dudas que produjo la primera subasta, donde la potencia adjudicada era menor y no había experiencia previa con subastas en el sector.

4.5.3 Subasta del 26 de julio de 2017

La tercera subasta fue definida de forma similar a la segunda y la primera, con un real decreto (RD 650/2017), una orden ministerial (ETU/615/2017), y dos resoluciones. La convocatoria de esta subasta vino motivada por el éxito notable de las dos anteriores, considerando que se logró el descuento máximo en ambas, y por los ajustados plazos restantes para conseguir alcanzar el objetivo europeo de generación renovable en 2020, teniendo en cuenta el periodo de construcción que las instalaciones requieren. El RD 650/2017 se aprobó el 16 de junio, apenas un mes después de la celebración de

la subasta anterior, y tanto el real decreto como la orden ministerial fueron tramitados con carácter urgente.

Esta subasta estuvo centrada exclusivamente en las tecnologías eólica y solar. El RD 650/2017 da esta justificación: “En la primera subasta han sido las tecnologías eólica y fotovoltaica las que han demostrado una mayor capacidad para competir con las tecnologías convencionales en el mercado, y ello no solo en precio, sino también por razón del alto volumen de potencia ofertada. A la vista del resultado de la citada subasta, se advierte, en función de las ofertas presentadas, que existe un importante volumen de potencia de estas tecnologías que, no habiendo llegado a ser adjudicataria, es susceptible de ponerse en funcionamiento con el aseguramiento de un marco retributivo que otorga un nivel de protección mínimo, pero suficiente para facilitar la financiación de los proyectos. Por el contrario, para el resto de tecnologías dicho volumen adicional de potencia es muy reducido. Por todo ello, se estima oportuno centrar la convocatoria en las tecnologías eólica y fotovoltaica con un mayor potencial de crecimiento”.

Esta subasta tuvo también la particularidad de que permitía superar el cupo de potencia aceptando todas aquellas ofertas que tuvieran el mismo sobrecoste unitario para el sistema que la última aceptada, siempre que ese sobrecoste para el sistema fuera nulo e inferior al valor de una cláusula confidencial que se incorporó a la resolución de convocatoria de la subasta. Hay que añadir que dicho sobrecoste podía ser negativo dependiendo de la reducción que se ofrecieran en la subasta, aunque solo a efectos de la subasta. La retribución a la inversión no puede tomar valores negativos. Esta modificación fue incorporada por recomendación de un informe de la CNMC (SUB/DE/004/17). El cupo de potencia inicial era de 3.000 MW.

El éxito de la segunda subasta hizo que las normas para la tercera fueran las mismas que para la segunda, aparte de la ya mencionada posible modificación del cupo. Por ello, la orden correspondiente a la tercera subasta, la ETU/615/2017, es una modificación de la ETU/315/2017. También se incorporan las normas de la segunda subasta enunciadas en su convocatoria, la resolución del 10 de abril de 2017 de la Secretaría de Estado de Energía. Se introduce una modificación para dar códigos de instalación tipo a las que se adjudicaron en la tercera subasta (Tabla 21).

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Grupo / Subgrupo (Art. 2 Real Decreto 413/2014)	Año de Autorización de Explotación Definitiva «a»	Código de Identificación de la Instalación Tipo convocada por el Real Decreto 650/2017	m _{ITR,j,a}
Eólica	ITR-0103	b.2	2017	IT-04022	115.786
			2018	IT-04023	115.786
			2019	IT-04024	115.786
Fotovoltaica	ITR-0104	b.1.1	2017	IT-04025	115.786
			2018	IT-04026	115.786
			2019	IT-04027	115.786

Tabla 21 Códigos de las instalaciones tipo de la tercera subasta. Fuente: ETU/615/2017

Otra modificación respecto a la segunda subasta es el aumento del descuento permitido por recomendación de la CNMC (IPN/CNMC/011/17) y la Comisión Europea. Los porcentajes de descuento máximo permitidos se muestran en la Tabla 22. Los porcentajes máximos de reducción esta vez permitían de nuevo no solo renunciar a la retribución a la inversión sino a también a las garantías de precio mínimo que da la regulación, al igual que en la primera convocatoria.

Tecnología	Instalación tipo de referencia (ITR)	Valor mínimo del porcentaje de reducción ofertado	Valor máximo del porcentaje de reducción ofertado
Eólica	ITR-0103	0,00 %	87,08 %
Fotovoltaica	ITR-0104	0,00 %	69,88 %

Tabla 22 Porcentaje de reducción mínimo y máximo. Fuente: Resolución de 30 de junio de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía

La subasta se celebró el 26 de julio de 2017. Los porcentajes de reducción fueron, de nuevo, los máximos, 87,08% para la eólica y 69,88% para la fotovoltaica. Debido a la posibilidad de incrementar el cupo y gracias a que el sobrecoste para el sistema era nulo, se adjudicaron 5.036,9 MW en total, 1.127,8 MW de eólica y 3.909,1 MW de fotovoltaica. En esta subasta se logró dar salida a la gran oferta de potencia de fotovoltaica que no logró ser adjudicada en la segunda subasta, y con el aumento del cupo logró el ministerio adjudicar una gran cantidad de potencia a coste nulo. Al mismo tiempo, con las normas de esta subasta se aseguraba el ministerio de aceptar todas las ofertas que pujaban con la reducción máxima.

Es seguro que la cláusula confidencial fijaba el umbral para la aceptación de pujas por encima del cupo en la reducción máxima, pues la reducción máxima ha sido la marginal, la resultante de la subasta. Otra posible explicación es que no hubiera pujas con reducciones entre la máxima y la del umbral de aceptación de la cláusula confidencial. Aunque debido a la gran competencia de las tres subastas, es de esperar que la mayoría de los participantes ofertaran por la reducción máxima, teniendo en cuenta que las dos subastas anteriores se cerraron con esta reducción. La reducción máxima, de forma similar a en la primera subasta, implica que los adjudicatarios renuncian no solo a la retribución a la inversión, sino que también a gran parte de la protección contra la caída del precio.

4.5.4 Implicaciones del nuevo mecanismo retributivo

El nuevo mecanismo retributivo adjudicado por subastas es más complejo que el mecanismo anterior, pero presenta varias ventajas:

- Permite al gobierno limitar la potencia que recibe retribución, evitando de esta manera que las primas aumenten más de lo deseado.
- Al adjudicarse vía subasta, se priorizan las ofertas más económicas, limitando los costes para el sistema.

- El carácter transparente de las subastas permite averiguar a qué niveles son rentables las instalaciones renovables.

La celebración de las subastas en los años 2016 y 2017, después de varios años en los que no se desarrollaron instalaciones de energías renovables en España, ha permitido que las principales tecnologías renovables, eólica y solar, prosiguieran su desarrollo, reduciendo significativamente los costes de operación y la inversión necesaria. Por ello, las tres subastas se han cerrado con la reducción máxima del valor estándar de la inversión, y las tecnologías eólica y solar han dominado ambas subastas.

Este nuevo mecanismo retributivo permite también al gobierno decidir qué tecnologías se instalarán, como se decidió en la primera subasta, o hacer competir a las tecnologías más económicas. El ministerio ha optado por el momento a instalar las tecnologías más económicas, que no producirán mayores costes a los consumidores. El mecanismo de subasta está bien diseñado para lograr este objetivo, y especialmente la tercera subasta con su incremento en el cupo de potencia ha permitido dar salida a una gran cantidad de potencia sin sobrecoste para el consumidor.

Aunque en las tres subastas la eólica y la solar han dominado, en los próximos años será necesario seguir aumentando la potencia renovable, y será necesario promover otras tecnologías que puedan compensar el problema que tienen la eólica y solar, la no gestionabilidad. Se deberá estudiar en detalle a efectos de la estabilidad del sistema cuanta potencia eólica y solar podrá instalarse en el sistema y al mismo tiempo convocar subastas para otras tecnologías que sí den estabilidad al sistema gracias a su gestionabilidad como la biomasa.

5. Potencial de la gasificación por plasma en el sistema eléctrico español

5.1 Definición y uso de la biomasa

La biomasa es “toda materia orgánica susceptible de aprovechamiento energético” según define el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). La biomasa es materia de origen orgánico que no procede de formaciones geológicas fosilizadas. La biomasa puede utilizarse directamente como combustible en su forma original o ser convertida por diversos procedimientos en biocombustibles sólidos, líquidos o gaseosos. La biomasa tiene varias fuentes de origen, los residuos forestales y agrícolas, los cultivos energéticos y los residuos de origen animal o humano (Figura 19). La biomasa tiene la característica importante de ser neutra en las emisiones de dióxido de carbono, porque el CO₂ que se genera al quemarla forma parte de la atmósfera actual.

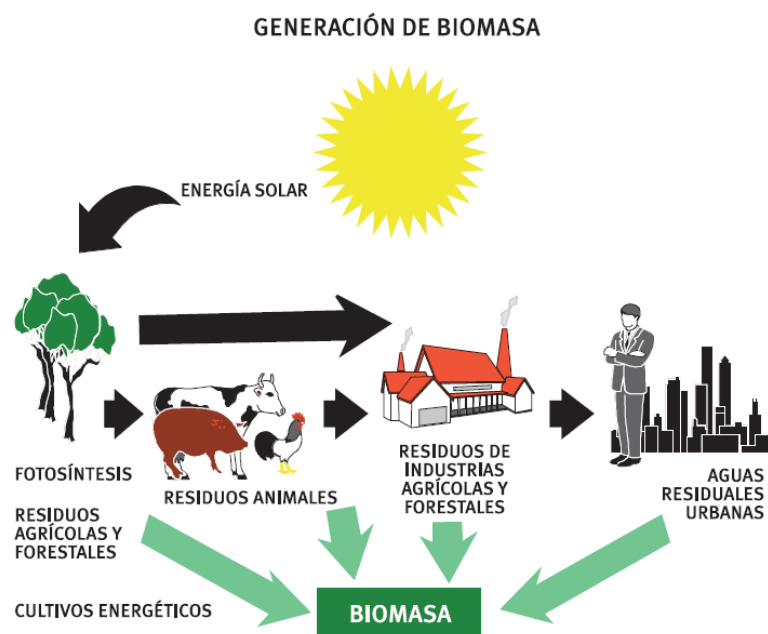


Figura 19 Principales fuentes de biomasa. Fuente: IDAE

El World Energy Council estima que el 90% de la biomasa mundial procede de biomasa forestal (Figura 20). La biomasa forestal utilizada procede de las ramas y troncos de árbol y de pellets fabricados con serrín y otros residuos. Otra parte procede también de la construcción y la demolición y de residuos industriales como pellets rotos. La madera también es el origen de los 52 millones de toneladas de carbón vegetal que se usa en muchos países para cocinar.

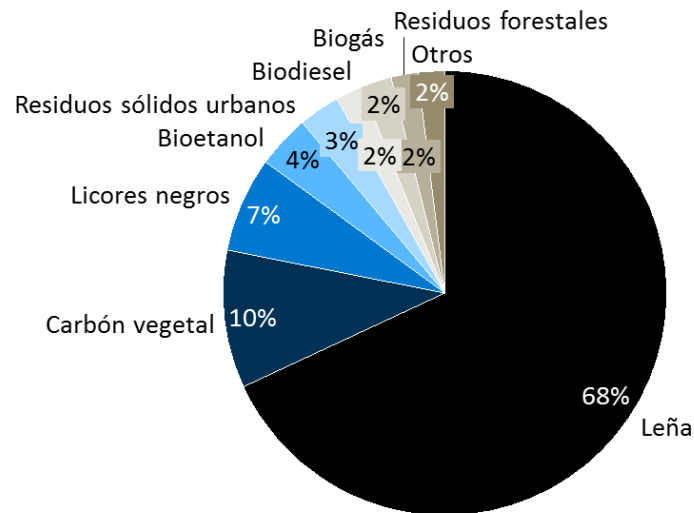


Figura 20 Fuentes de los recursos de biomasa en 2013. Fuente: WBA Global Bioenergy Statistics 2016

La biomasa es casi siempre un residuo o subproducto en el proceso del cultivo o producción de alimentos. Un ejemplo de biomasa que es residuo de la producción alimenticia es la paja. En la producción de trigo se genera habitualmente de 0,6 a 0,8 toneladas de paja por cada tonelada de grano producida. Esta producción de paja tiene que ser retirada para poder cultivar la cosecha del año siguiente. En todo el mundo se producen miles de millones de toneladas de paja y otros tipos de residuos agrícolas al año que tienen en general un aprovechamiento muy reducido. Menos de 100 millones de toneladas de biomasa agrícola se aprovechan a nivel mundial anualmente para la producción energética, mientras que el resto se quema o se deja pudrir. Los residuos agrícolas más importantes en España son los orujillos de aceite y de uva, los huesos de aceituna y las cáscaras de frutos secos.

Los residuos sólidos urbanos son una importante fuente de biomasa. Se suelen definir incluyendo los residuos residenciales, industriales, comerciales y procedentes de construcción y demolición. Los principales componentes de los residuos sólidos urbanos son papel, materia orgánica, plástico, vidrio, metal y textiles. A nivel mundial se calcula que la proporción de materia orgánica es de un 46% (Figura 21).

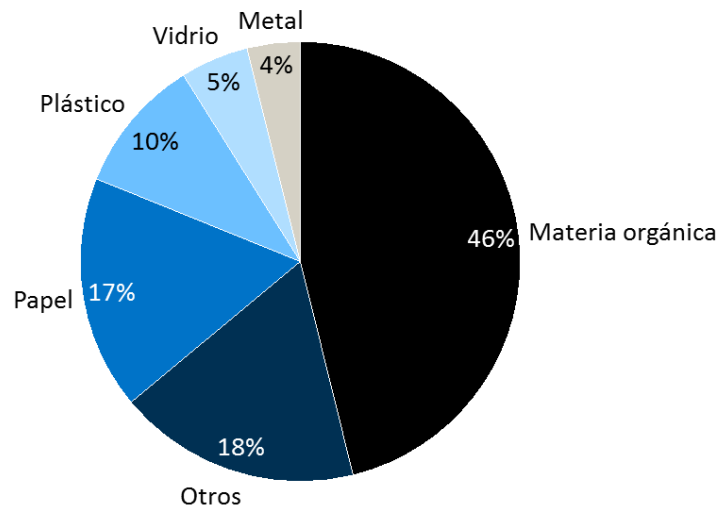


Figura 21 Composición de los Residuos Sólidos Urbanos. Fuente: World Bank Urban development series, No.15

Existen tres formas principales de tratamiento de los residuos sólidos urbanos: los vertederos, la incineración, el reciclaje y el aprovechamiento energético. Cada tipo de residuo tiene un destino más común, con la importancia del reciclaje siendo cada vez mayor en el caso del papel, el plástico, el vidrio y el metal.

5.1.1 Aprovechamiento energético de la biomasa

Existen varias formas de aprovechar energéticamente la biomasa, mediante su uso directo para generar electricidad o calor, su transformación en biocombustibles o biogás o su gasificación. Los biocombustibles o los gases de síntesis luego son a su vez aprovechados para generar electricidad, calor o son utilizados en el transporte.

La biomasa ha sido una de las principales fuentes de energía desde la antigüedad hasta que el carbón empezó a utilizarse de forma extendida durante la revolución industrial. Su uso originalmente era generar calor, y la leña era la principal forma de la biomasa empleada. Más recientemente se ha utilizado la biomasa para la generación eléctrica. Destaca Alemania en la generación eléctrica a partir de biomasa, con 3,5 GW instalados en el año 2013 y se generó un 7% de la electricidad a partir de biomasa en el año 2014.

La biomasa puede ser transformada en biocombustibles que luego son aprovechados. La conversión de biomasa en biocombustibles sustitutivos de la gasolina y el diésel tiene una larga historia. Estos biocombustibles se utilizaron desde el origen de la industria automovilística junto con los combustibles derivados del petróleo. La gasolina se impuso después de la Segunda Guerra Mundial debido a su menor precio. Los biocombustibles se volvieron a utilizar en la década de los 70 por causa de la crisis del petróleo, con Brasil liderando en la producción de etanol a partir de la caña de azúcar.

Actualmente se produce a nivel mundial 100 mil millones de litros de biocombustible al año a partir del maíz, caña de azúcar y otras cosechas. El país donde está más avanzado el uso de biocombustibles en el transporte es Brasil, donde el 80% de los vehículos pueden funcionar tanto con gasolina como con bioetanol. La producción de biocombustibles está muy extendida en Latinoamérica. Se cultiva caña de azúcar en Brasil, México y Colombia y aceite de palma principalmente en Colombia, Brasil y Ecuador.

El biogás es un gas producido por la fermentación anaerobia de la materia orgánica y está formado mayoritariamente por metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂). Para producir biogás se suele utilizar aguas residuales, estiércol, subproductos de cosechas alimenticias como la paja y cultivos energéticos como el maíz. El biogás puede ser utilizado tanto como para generar electricidad, generar calor o servir como combustible en el transporte. La generación eléctrica a partir de biogás es poco común, su uso es más común es el de combustible en estufas o lámparas de gas. El biogás también puede ser generado como gas de síntesis mediante una gasificación termoquímica. La producción de biogás está más avanzada en Alemania, India y China.

El aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos presenta varias opciones, el uso de los residuos sólidos urbanos para la generación de electricidad, producción de calor, cogeneración o la producción de combustibles para el transporte. También pueden convertirse en un gas de síntesis en el proceso de gasificación. El aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos depende principalmente del poder calorífico de sus componentes, y la proporción que contiene de dichos componentes. En la Tabla 23 se muestra el poder calorífico de los principales componentes de los residuos sólidos urbanos. En el apartado 5.2 se detalla la tecnología de la gasificación por plasma para el aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos debido al gran potencial que tendría en España por la gran cantidad de residuos generados en la actualidad que se destinan a los vertederos.

	Poder calorífico (MJ/kg)
Papel	16
Materia orgánica	4
Plástico	35
Vidrio	0
Metal	0
Textil	19
Otros materiales	11

Tabla 23 Poder calorífico de los Residuos Sólidos Urbanos. Fuente: ISWA

El aprovechamiento eléctrico de la biomasa en España es reducido. En 2017 la potencia instalada que utiliza biomasa incluye los 747 MW que utilizan residuos y la mayor parte del grupo de otras renovables de 748 MW que aparecen en el informe de Red Eléctrica de 2017. También se utiliza biomasa en algunas de las centrales de cogeneración.

5.2 Gasificación por plasma de los residuos sólidos urbanos

La mayor parte de los residuos sólidos urbanos (RSU) en España se destinan en la actualidad a vertederos controlados o producción de compost. Estos residuos son una potencial fuente energética no aprovechada suficientemente en la actualidad, teniendo en cuenta el notable aumento que han tenido estos residuos en las últimas décadas. Adicionalmente, la Unión Europea tiene previsto reducir progresivamente el uso de los vertederos controlados.

En España se recogió en el año 2011 un total de 21,9 millones de toneladas de RSU según el Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente. De esos 21,9 millones, un 66% se destinó a instalaciones de tratamiento de residuos, un 27% a vertedero y un 7% se incineró. Pero el porcentaje final que se envía a vertederos es mayor, pues una parte significativa de los residuos enviados a plantas de tratamiento luego son rechazos y se envían a vertedero. Este porcentaje depende del tipo de instalación y puede llegar desde el 30% al 70%.

Uno de los procesos para eliminar residuos sólidos urbanos de forma no contaminante y así evitar el uso de vertederos es la gasificación. La gasificación no produce apenas emisiones contaminantes, logra altas eficiencias y consigue generar a partir de los residuos un gas de síntesis que puede utilizarse en procesos industriales o utilizarse para generar energía. En este apartado vamos a tratar más en detalle la gasificación por plasma por el potencial que ofrece tanto para la generación eléctrica renovable y limpia como para la gestión de residuos y la eliminación de vertederos.

La gasificación por plasma produce un gas de síntesis formado principalmente por CO, H₂ y CO₂ a partir de una serie de combustibles que pueden ser residuos de origen industrial o médico, RSU o carbones de baja calidad. Además del gas se generan unos vidrios inertes y cenizas no contaminantes. Un ejemplo simplificado del proceso se muestra en la Figura 22. El gas producido puede ser utilizado como combustible, para la generación de electricidad (mediante gasificación integrada en ciclo combinado o en pilas de combustible), o para producir hidrógeno.

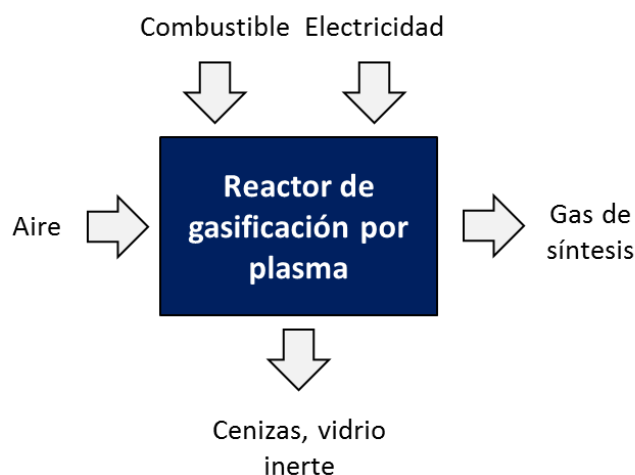


Figura 22 Esquema de un proceso de gasificación por plasma

El plasma consiste en electrones, iones y partículas neutras en estado libre, y es definido habitualmente como el cuarto estado de la materia. El plasma es conductor del calor y de la electricidad gracias a sus partículas cargadas. El plasma puede producirse a distintas temperaturas y densidades, pero es necesaria una cantidad de energía suficiente para producir plasma a partir del gas. El plasma tiene en la actualidad muchas aplicaciones en la industria como para realizar cortes, soldaduras, en espectrómetros de masas, etc.

El plasma se puede clasificar según la temperatura a la que se encuentra el gas, los iones y los electrones. Se considera que el plasma es de baja temperatura si los electrones están a mucha mayor temperatura que los iones y el gas neutro. Si tanto el gas neutro como los iones como los electrones están a altas temperaturas, por encima de 4.000 K para elementos fácilmente ionizables, o de 20.000 K para elementos más difícilmente ionizables, se considera que el plasma es de alta temperatura.

El plasma también puede clasificarse según su equilibrio térmico. Para que electrones, iones y gas estén en equilibrio térmico es necesario que estén a la misma temperatura, lo que suele ocurrir en el plasma de alta temperatura. Para que un plasma de baja temperatura esté en equilibrio, es necesario que el plasma esté en un ambiente de alta presión. Otros parámetros de diseño de la instalación como la longitud de descarga y la distancia entre electrodos también tienen efecto en el equilibrio térmico.

La gasificación por plasma utiliza energía externa para calentar y mantener elevadas temperaturas. En el proceso, el plasma de alta temperatura descompone los materiales utilizados en sus elementos en un ambiente con escasez de oxígeno. Los productos principales son gas de síntesis, ceniza y vidrio inerte. Una de las grandes ventajas de este proceso respecto a otros procesos de gasificación es que descompone residuos tóxicos en elementos químicos no peligrosos.

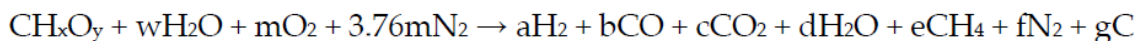
El plasma del proceso se puede generar de varias formas. Se puede utilizar corriente continua en unos electrodos a alta tensión para dividir los gases en iones y electrones. Otro método es el uso de radiofrecuencia junto con el uso de corriente alterna en los electrodos. Por último, se puede generar plasma mediante el uso de microondas para dividir el gas en iones, electrones y partículas neutras.

Los principales tipos de reactores utilizados para la gasificación son reactor de lecho fijo de plasma, reactor de lecho móvil de plasma, reactor de lecho atrapado en plasma o reactor de lecho de chorro de plasma. Las características físicas y químicas del proceso son muy influenciadas por el reactor y por el sistema de alimentación del plasma, la acumulación de gas de síntesis que se produce y la extracción del vidrio inerte y las cenizas. Además del tipo de reactor, las principales variables que afectan al rendimiento del proceso y que están siendo investigados en la actualidad son la temperatura del reactor, la energía del plasma, el tipo de gases de plasma y las características físicas y químicas del combustible.

Las etapas del proceso seguido generalmente en una planta de gasificación por plasma son las siguientes:

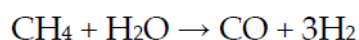
1. Pretratamiento de residuos sólidos
2. Sistema de antorcha de plasma
3. Horno de plasma
4. Sistema de recuperación del calor de los residuos
5. Sistema de generación de energía
6. Sistema de control de la contaminación del aire
7. Sistema de utilización del gas de síntesis

El proceso químico realizado tiene tres partes. En primer lugar, se realiza una pirolisis sin oxígeno de los residuos utilizando la antorcha de plasma. En segundo lugar, se produce la gasificación con escasez de oxígeno de los residuos sólidos para producir el gas de síntesis, formado por CO y H₂. Por último, se produce la vitrificación. La reacción global del proceso de gasificación tiene la siguiente forma:

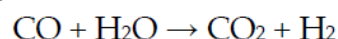


Donde CH_xO_y son los residuos entrantes al proceso. Las reacciones detalladas son las siguientes.

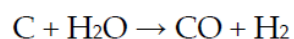
1. Descomposición endotérmica del metano:



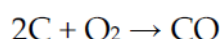
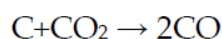
2. Reacción exotérmica que transforma el monóxido de carbono y agua en dióxido de carbono e hidrógeno:



3. Reacción endotérmica de transformación de carbono y agua en monóxido de carbono e hidrógeno:



4. Reacción de Boudouard, endotérmica:



Por último, en la Tabla 24 se muestran las principales instalaciones de gasificación por plasma que están en operación actualmente.

Localización	Material	Capacidad (TPD)	Fecha apertura
Landskrona, Suecia	Cenizas volantes	200	1983
Bordeaux, Francia	Cenizas de RSU	10	1998
Morcenx, Francia	Amianto	22	2001
Bergen, Noruega	Residuos del curtido	15	2001
Anniston, EEUU	Convertidores catalíticos	24	1985
Jonquiere, Canadá	Escoria de aluminio	50	1991
Honolulu, EEUU	Residuos médicos	1	2001
Richland, EEUU	Residuos peligrosos	4	2002
Alpoca, EEUU	Munición	10	2003
Armada de EEUU	Residuos de navegación	7	2004
Ejército de EEUU	Agentes químicos	10	2004
Hawthorne, Nevada	Munición	10	2006
Ottawa, Canadá	RSU	85	2007
Madison, EEUU	Biomasa, residuos de construcción	18	2009
Kimura, Japón	Cenizas de RSU	50	1995
Mihama-Mikata, Japón	RSU/Lodo de alcantarillado	28	2002
Utashinai, Japón	RSU	300	2002
Shimonoseki, Japón	Cenizas de RSU	41	2002
Imizu, Japón	Cenizas de RSU	12	2002
Kakogawa, Japón	Cenizas de RSU	31	2003
Maizuru, Japón	Cenizas de RSU	6	2003
Lizuka, Japón	Residuos industriales	10	2004
Taipei, Taiwán	Residuos médicos y baterías	4	2005
Osaka, Japón	Bifenilos policlorados	4	2006
Cheongsong, Corea	RSU	10	2008

Tabla 24 Principales instalaciones de gasificación por plasma. Fuente: Byun et al (2012)

5.3 Planta piloto en Cheongsong, Corea

En este apartado se va a describir una planta piloto de gasificación por plasma que utiliza residuos sólidos urbanos. Esta planta opera en Cheongsong, Corea. La planta produce hidrógeno de alta pureza (>99%), a partir de 10 TPD (toneladas por día) de estos residuos. Los residuos son obtenidos de la población local, que genera un total de 15 TPD. La planta fue construida en 2008 y empezó su operación en septiembre de 2008. Los primeros seis meses de operación se utilizaron para optimizar el proceso de funcionamiento de la planta, ajustando parámetros como la entrada de residuos en la planta o el flujo de aire caliente al horno de plasma.

La planta consiste en un sistema de alimentación de residuos, el horno de plasma, un intercambiador de calor, filtros y depuradores, y una cámara de combustión secundaria.

La planta utiliza una antorcha de plasma que consume 0,817 MWhe/tonelada para generar el plasma. El gas de síntesis producido ($400 \text{ Nm}^3/\text{t H}_2$) tras la gasificación pasa por unos filtros y depuradores. A continuación, este gas se introduce en un sistema de recuperación de H_2 . En el proceso también se consume 0,322 MWhe/t en servicios auxiliares y $7,37 \text{ Nm}^3/\text{t}$ de gas de petróleo licuado. Los residuos sólidos urbanos de Cheongsong tienen los componentes y poder calorífico mostrado en la Tabla 25 y un esquema de la instalación en la Figura 23. El gas de síntesis se utiliza en pilas de combustible para generación eléctrica.

Características		Valor
Poder calorífico (kcal/kg)	Poder calorífico superior	4491,09
	Poder calorífico inferior	2999,9
Componentes (% peso)	Humedad	24,83
	Combustible	67,54
	No combustible	7,64
	C	45,21
Elementos (% peso seco)	H	6,37
	N	0,87
	S	0,18
	Cl	0,88

Tabla 25 Características de los residuos sólidos urbanos de Cheongsong. Fuente Byun et al (2012)

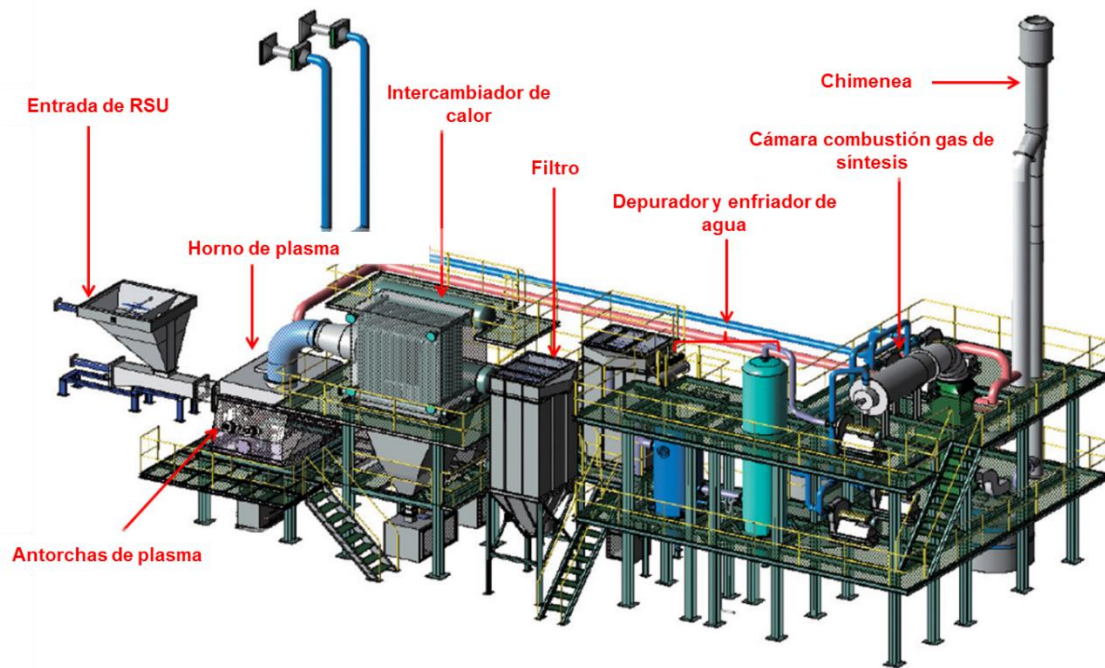


Figura 23 Esquema de la instalación. Fuente: Byun et al (2012)

En el proceso se generan subproductos sólidos, líquidos y gaseosos. Los residuos sólidos son el vidrio inerte, del cual se generan 75,8 kg/t (7,8% de la entrada de residuos). Se analizó el vidrio inerte y no se encontró restos de ningún metal pesado que pudiera hacer tóxico el residuo. Los residuos líquidos se generan en el tratamiento del agua residual y son 0,43 Nm³/t. Los residuos gaseosos se generan en la gasificación y en la combustión del gas de síntesis. Es fundamental que las emisiones gaseosas de la planta sean limpias.

5.4 Análisis económico de la planta con el nuevo marco regulatorio

Para realizar el análisis económico de la gasificación por plasma se va a utilizar como ejemplo la instalación de Corea del apartado 5.3. En primer lugar se va a calcular la retribución que percibiría una central de este tipo en función de los parámetros enunciados en la orden IET/1045/2014. Se asumirá que la instalación que se aplicaría a una instalación de gasificación por plasma tendría unos parámetros similares a la IT-00959 calculada en el apartado 4.4, pues pertenece a la categoría a la cual pertenecería la central de gasificación por plasma. A partir de estos parámetros se analizará con los costes reales que tiene la instalación de Corea si la retribución sería suficiente para que la instalación fuera rentable.

Se va a usar los parámetros de una instalación ya existente, aunque el nuevo marco regulatorio tenga como objetivo que el operador de las instalaciones que se construyan obtenga una rentabilidad razonable. Si el ministerio quisiera incentivar el desarrollo de una tecnología no tan avanzada, como la gasificación por plasma, podría aprobar una nueva instalación tipo y convocar una subasta para esta instalación, lo

cual haría automáticamente viable un proyecto de este tipo. Pero esto es improbable por los grandes descuentos que se están obteniendo en las subastas de renovables, por lo que se calculará con los parámetros de instalaciones ya existentes si esta tecnología podría competir con otras renovables. Además, el enfoque del ministerio en las dos subastas más recientes ha sido promover las instalaciones más baratas, no el desarrollo de otras tecnologías, aunque puedan tener el interés de ser gestionables.

5.4.1 Cálculo de la rentabilidad de una instalación similar a la de Cheongsong

Para calcular la rentabilidad de una instalación similar a la de Cheongsong pero situada en España, se utilizan las mismas hipótesis del apartado 4.4, excepto el año de autorización de instalación de la instalación que se utiliza 2019 y las previsiones de precio que son las correspondientes al segundo semiperiodo. A partir de estos parámetros se obtiene una retribución a la inversión de 389.950 €/MW. En la Tabla 26 se incluyen los parámetros utilizados para calcular la rentabilidad de la instalación. Para el precio de la electricidad también se eligen las previsiones del segundo semiperiodo y el canon de tratamiento de residuos es el indicado en la Orden IET/1045/2014. Los datos operativos de la planta son los observados en la instalación piloto de Cheongsong.

Parámetros de cálculo para planta piloto	
Inversión total	3.310.000 €
Entrada residuos	10 TPD
Potencia eléctrica neta	0,3 MW
Horas de funcionamiento	7.920
Vida útil	25 años
Electricidad generada anualmente	2.376 MWh
Previsiones de precio del 2º semiperiodo	
Canon tratamiento	59,9 €/ton
Costes operación	840.000 €
Incremento anual de los costes	1,00%
Incremento anual tasa gestión residuos	1,00%
Retribución a la inversión	389.950 €/MW

Tabla 26 Parámetros de cálculo para planta piloto

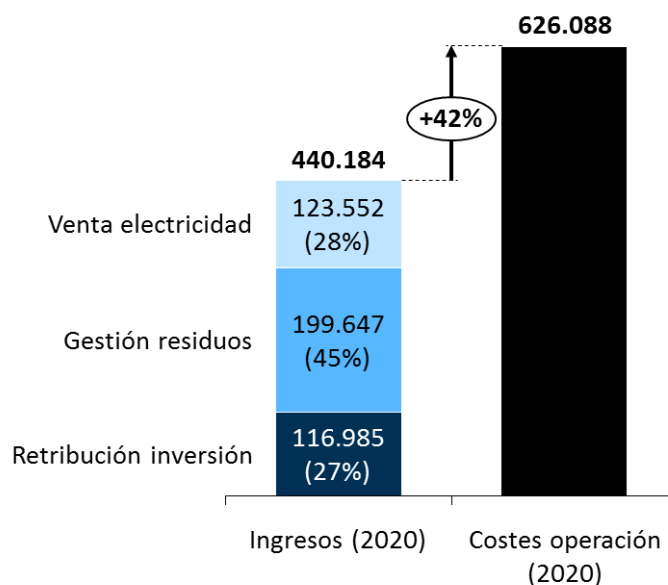


Figura 24 Comparación de ingresos y costes de operación

En la Figura 24 se muestra la comparación de ingresos y costes que dicha instalación piloto obtendría si se situara en España. Se puede observar que aun con la retribución a la inversión que hemos incluido los costes de operación de esta instalación tipo están un 42% por encima de los ingresos. Esto implica que la instalación necesitaría de aun mayores primas para poder alcanzar la rentabilidad razonable y necesitaría retribución a la operación para que los ingresos superaran los costes. La instalación en Corea tampoco cubría los costes de operación.

5.4.2 Cálculo de la rentabilidad de una instalación teórica de 100 TPD

En el estudio de la planta piloto se explicaba que los elevados costes de la planta eran causa del pequeño tamaño de la planta piloto y realizaron unos cálculos de qué costes tendría una instalación de mayor tamaño. Para esta planta, de 100 TPD, asumieron ciertas economías de escala en la construcción y la operación basándose en datos de otras centrales como la de Utashinai, Japón. Los parámetros se muestran en la Tabla 27.

Parámetros de cálculo para planta de 100 TPD	
Inversión total	21.000.000 €
Entrada residuos	100 TPD
Potencia eléctrica neta	3 MW
Horas de funcionamiento	7.920
Vida útil	25 años
Electricidad generada anualmente	23.760 MWh
Previsiones de precio del 2º semiperiodo	
Canon tratamiento	59,9 €/ton
Costes operación	1.435.086 €
Incremento anual de los costes	1,00%
Incremento anual tasa gestión residuos	1,00%
Retribución a la inversión	389.950 €/MW

Tabla 27 Parámetros para planta de 100 TPD

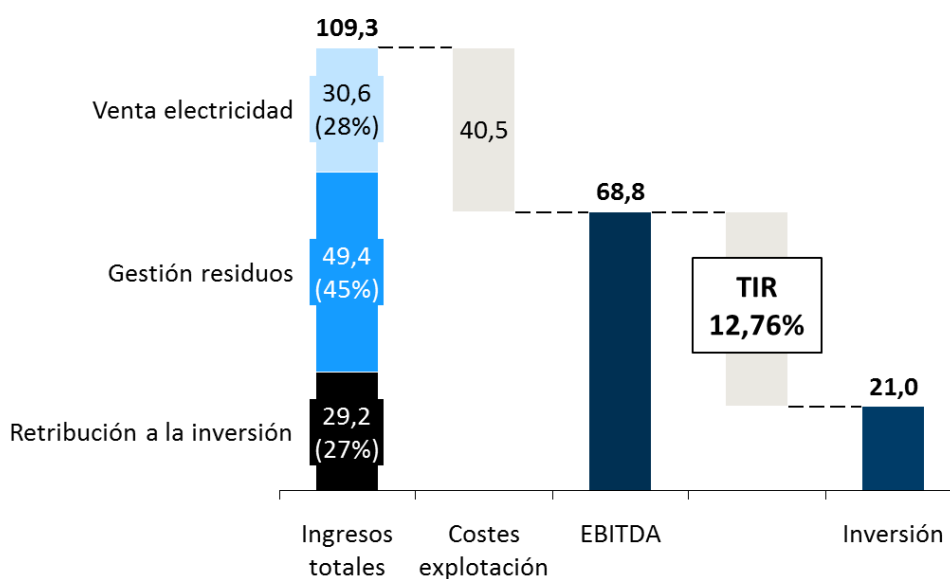


Figura 25 Ingresos y costes a lo largo de la vida útil de la planta de 100 TPD

En la Figura 25 se muestra el análisis económico para esta teórica planta de 100 TPD, o 3 MW eléctricos. En este caso el análisis económico es favorable, pues los ingresos superan ampliamente los gastos a lo largo de la vida útil de la planta y utilizando la retribución a la inversión de 389.950 €/MW la planta obtendría una tasa interna de retorno (TIR) del 12,76%. Hay que tener en cuenta, como se muestra en la Tabla 28, que las economías de escala asumidas por Byun et al (2012) son bastante agresivas, sobre todo en los costes de operación, 60,4 €/MWh para la instalación de 100 TPD frente a 260,9 €/MWh para la instalación piloto.

	10 TPD	100 TPD
Inversión total (€)	3.310.000	21.000.000
Inversión (€/MW)	11.033.333	7.000.000
Costes de operación (€)	619.889	1.435.086
Costes de operación (€/MWh)	260,90	60,40

Tabla 28 Comparación inversión y costes de operación de ambas plantas

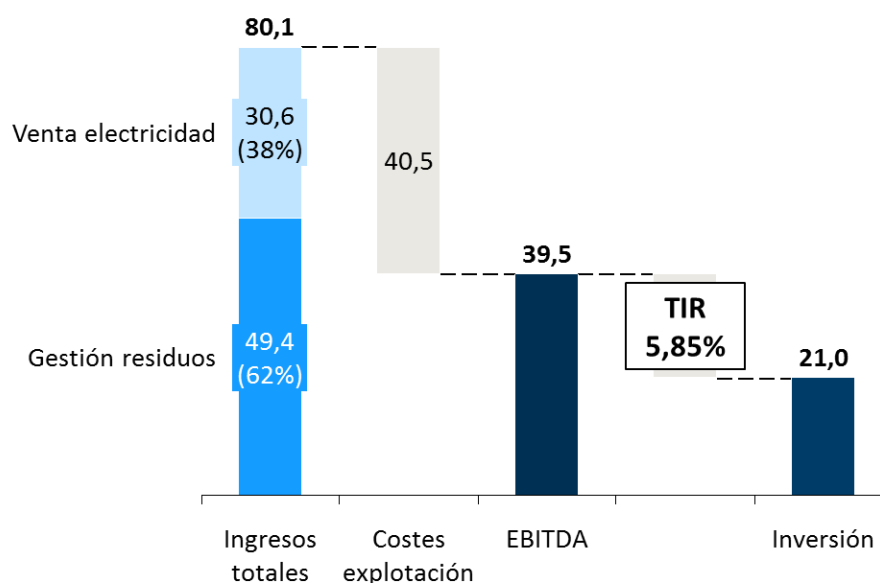


Figura 26 Rentabilidad de la instalación de 100 TPD sin retribución a la inversión

Esta instalación de 100 TPD estaría cerca de lograr una rentabilidad suficiente para no necesitar retribución del nuevo régimen retributivo (Figura 26).

5.4.3 Cálculo de instalación de 100 TPD con costes modificados

Por último, se va a definir una tercera instalación basada en la instalación teórica de 100 TPD. Se va a utilizar los costes de explotación y valor de la inversión de la planta de 100 TPD, pero se van a mayorar ambos en un 25%, pues los cálculos que Byun et al (2012) hacen de economías de escala resultan muy optimistas. Es probable que las reducciones de costes que calculan se lograran gracias a la curva de aprendizaje que se suele lograr con nuevas tecnologías. Pero la gasificación por plasma no es una tecnología de uso extendido. Es esperable que en el futuro se logren reducciones significativas en los costes de esta tecnología si se aumenta la inversión en ella, pero a día de hoy esta tecnología tiene mucho camino por recorrer.

	10 TPD	100 TPD	100 TPD modificada
Inversión total (€)	3.310.000	21.000.000	26.250.000
Inversión (€/MW)	11.033.333	7.000.000	8.750.000
Costes de operación (€)	619.889	1.435.086	1.793.857
Costes de operación (€/MWh)	260,90	60,40	75

Tabla 29 Parámetros de la instalación de 100 TPD mayorados en un 25%

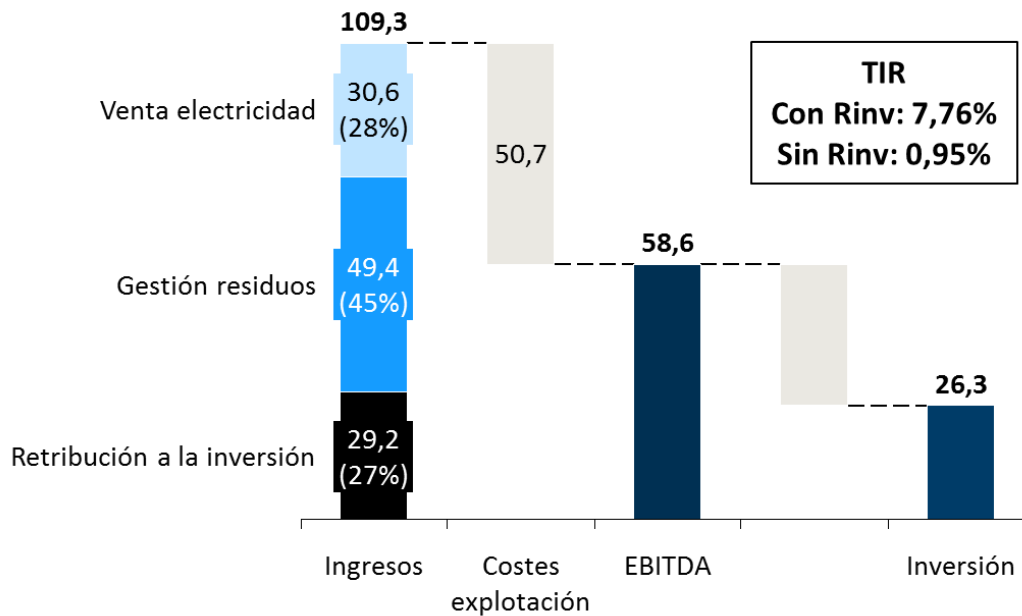


Figura 27 Rentabilidad de la instalación con los costes y la inversión mayoradas

En la Tabla 29 se muestran los costes de inversión y explotación mayorados y en la Figura 27 el efecto que tendría en la rentabilidad de la planta. Aumentando un 25% los costes la rentabilidad de la planta es muy baja sin retribución a la inversión, por lo que no podría ofrecer reducciones de casi el 100% en una subasta como hicieron la solar y la eólica.

Se va a analizar en qué condiciones podría acudir el proyecto de una instalación de gasificación por plasma a una de las concurrencias competitivas que se convocaran. Los cálculos realizados hasta ahora han sido en base a la retribución a la inversión fijada en la IET/1045/2014, pero las instalaciones tipo que se han introducido en las concurrencias competitivas hasta la fecha han tenido menor retribución que las que se fijaron en dicha orden. A la tercera subasta solo pudieron acudir instalaciones de tecnología eólica y solar, pues estas fueron las únicas tecnologías que se convocaron.

La Tabla 30 muestra la diferencia entre los parámetros retributivos calculados para la instalación c.1 de residuos sólidos urbanos y los parámetros de la instalación del resto de tecnologías de la 2ª subasta. Se puede observar que la reducción de la retribución a la inversión es muy significativa. Aunque para que una instalación de gasificación por

plasma tuviera posibilidades de resultar adjudicataria en la subasta debería establecerse un cupo de potencia por tecnología de forma similar a como se hizo en la primera subasta. Esto es así porque las tres subastas realizadas hasta la fecha se han completado con sobrecoste para el sistema de cero. Si se hace competir a distintas tecnologías por la misma potencia, la gasificación por plasma tendría que pujar sin retribución a la inversión y, como hemos calculado, es cuestionable que en esas condiciones esta tecnología sea competitiva en la actualidad. Aunque es probable que en un futuro gracias a la curva de aprendizaje y economías de escala la instalación alcance una rentabilidad suficiente aún sin retribución a la inversión, como se muestra en la Figura 26.

Tecnologías	Código de identificación de la instalación tipo de referencia	Año de autorización de explotación definitiva	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Costes de explotación primer año (€/MWh)	Retribución a la Inversión 2017-2019 (€/MW) $R_{inv_{ITR,j,a}}$
Instalación c.1 en Orden IET/1045/2014	IT-00959	2016	6.765.000	114,55	381.058
Resto de tecnologías (2ª subasta)	ITR-0105	2017	2.000.000	39,55	148.875
		2018	2.000.000	39,79	147.655
		2019	2.000.000	40,12	145.636

Tabla 30 Comparación parámetros Orden IET/1045/2014 y ETU/315/2017

Aplicando la retribución a la inversión de la Tabla 30 correspondiente a la 2ª subasta, la planta de 100 TPD con los parámetros modificados tendría una TIR del 3,81%, que sería una rentabilidad insuficiente. Incrementos en la tasa de gestión de residuos también serían positivos para la rentabilidad de la instalación, teniendo en cuenta los objetivos europeos de reducción en el uso de vertederos.

Concluyendo sobre la rentabilidad de la gasificación por plasma, la instalación piloto analizada no es rentable por sus altos costes, aunque otras instalaciones con menores costes gracias a economías de escala y el efecto de curva de aprendizaje sí podrían ser rentables en el futuro, incluso sin retribución a la inversión. En cuanto al efecto de la regulación en esta rentabilidad, depende de si se convocan subastas para la categoría c.1 y con qué reducción se cierran dichas subastas. La instalación teórica de 100 TPD calculada en Byun et al (2012) sí sería rentable sin la retribución a la inversión pero sus cálculos de economías de escala parecen agresivos, así que es probable que las instalaciones de gasificación por plasma necesitarían de primas si se instalaran en España.

6. Conclusiones

Tras los numerosos cambios legislativos de 2013 y 2014, se ha producido una estabilización del sector, tanto a nivel regulatorio como en los costes del sistema, gracias a la estabilización de las primas a las renovables. La reducción de las primas que se produjo, así como la subida de los peajes, consiguió un superávit en el sistema eléctrico. Aunque se logró eliminar el déficit de tarifa, aún existe una importante deuda con las compañías eléctricas que es necesario amortizar. Los costes del sistema han seguido una trayectoria más estable en los últimos años, alcanzando un total de 34.873 millones de euros en 2016, incluyendo impuestos. De este total, las primas supusieron 6.283 millones de euros.

En los próximos años será necesario seguir aumentando la generación eléctrica de fuentes renovables para lograr cumplir con objetivos a nivel europeo o a nivel mundial como el Winter Package. El principal reto para lograr estos objetivos será introducir más generación renovable en el sistema sin comprometer su estabilidad. Las tecnologías eólica y solar ya son capaces de competir sin retribución con tecnologías convencionales, como demuestran los resultados de las tres subastas convocadas entre 2016 y 2017. El principal problema de estas tecnologías es su no gestionabilidad. Por ello es necesario incentivar el desarrollo de otras tecnologías que sí son gestionables como la biomasa y que podrían aportar estabilidad al sistema y así complementar a la eólica y solar.

La tecnología de la biomasa tiene un gran potencial para lograr cumplir estos objetivos de añadir generación renovable y aportar potencia estable al sistema. Se ha analizado más en detalle la tecnología de la gasificación por plasma de residuos sólidos urbanos. En su estado actual esta tecnología no puede competir en costes con la eólica y la solar, por ello para incentivar su desarrollo sería necesario convocar subastas diferenciadas por tecnología, de forma similar a la subasta llevada a cabo en enero de 2016. Aunque es cierto que la retribución que percibirían estas instalaciones sería mayor que la de la eólica y la solar, esta mayor retribución sería compensada en parte con menores costes en los pagos por capacidad y los servicios auxiliares del sistema.

Se ha analizado la rentabilidad de esta tecnología a partir de los datos de una instalación piloto en Corea y se puede concluir que, aunque la instalación piloto no es rentable, si se logran efectos de curva de aprendizaje y economías de escala esta tecnología sí podría ser rentable, y además tiene como ventaja contribuir al objetivo de reducción de vertederos controlados. Sin embargo, el escaso número de plantas a nivel mundial y la poca experiencia con esta tecnología son los principales retos que presenta.

Bibliografía

- A review on plasma gasification for solid waste disposal** / aut. A. Sanlisoy M.O. Carpinlioglu // International Journal of Hydrogen Energy XXX, 1-5. - 2016.
- ACS sale ganador de la nueva subasta de renovables con 1.550 MW** [En línea] / aut. Noceda Miguel Ángel // El País. - Julio de 2017.
- Análisis comparativo de las tecnologías de valorización de residuos basadas en la gasificación** / aut. Sánchez López Ismael // Congreso Nacional del Medio Ambiente. - 2014.
- Análisis del Coste de la Energía Eléctrica en España** / aut. López Fernández Alberto. - 2014.
- El Sistema Eléctrico Español 2016** [Informe] / aut. Red Eléctrica de España. - 2017.
- Energía 2017** [Informe] / aut. Foro de la Industria Nuclear Española. - 2017.
- Energía de la biomasa** / aut. Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía // Manuales de Energías Renovables. - 2007. - Vol. 2.
- Evolución del Sector Eléctrico Español (1975-2015)** / aut. Costa Campi Maria Teresa // Información Comercial Española. - 2016.
- Forestalia se adjudica el mayor paquete en la subasta de renovables** [En línea] / aut. Miguel Ángel Noceda Javier Salvatierra // El País. - Mayo de 2017.
- Historia y panorama actual del sistema eléctrico español** / aut. Marcos Fano José María // Física y Sociedad.
- Informe anual de recaudación tributaria Año 2016** / aut. Agencia Tributaria.
- La deuda del sistema eléctrico. Situación actual y perspectivas futuras** [Artículo] / aut. Gloria Mármol Acitores Henar Soto Tejero // Cuadernos de energía. - 2016.
- La energía en España Análisis y Proyecciones** [Libro] / aut. María-Teresa Estevan Bolea Blanca Lozano Cutanda, Eugenio Marín García-Mansilla, Julio Montes Ponce de León, Joaquín M^a Nebreda Pérez, Javier Penacho. - Madrid : Foro de la Sociedad Civil, 2012.
- La Industria Eléctrica en España (1890-1936)** / aut. Bartolomé Rodríguez Isabel // Estudios de Historia Económica. - [s.l.] : Banco de España, 2007. - Vol. 50.
- La industria eléctrica española antes de la guerra civil: reconstrucción cuantitativa** [Artículo] / aut. Bartolomé Isabel // Revista de Historia Industrial Nº15. - 1999.
- La subasta eólica se cierra sin adjudicación a las grandes eléctricas** [En línea] / aut. Agencias // El País. - Enero de 2016.
- La transición energética en Alemania (Energiewende)** [Informe] / aut. Álvarez Pelegry Eloy, Ortiz Martínez, Íñigo. - 2016.

Ley del Sector Eléctrico 24/2013 [En línea] // www.boe.es. - 2013.

Ley del Sector Eléctrico 54/1997 [En línea] // www.boe.es. - 1997.

Orden ETU/130/2017 [En línea] // www.boe.es. - 2017.

Orden ETU/315/2017 [En línea] // www.boe.es. - 2017.

Orden ETU/615/2017 [En línea] // www.boe.es. - 2017.

Orden IET/1045/2014 [En línea] // www.boe.es. - 2014.

Orden IET/2212/2015 [En línea] // www.boe.es. - 2015.

Orden IET/2735/2015 [En línea] // www.boe.es. - 2015.

Real Decreto 359/2017 [En línea] // www.boe.es. - 2017.

Real Decreto 413/2014 [En línea] // www.boe.es. - 2014.

Real Decreto 650/2017 [En línea] // www.boe.es. - 2017.

Real Decreto 947/2015 [En línea] // www.boe.es. - 2015.

Real Decreto-ley 14/2010 [En línea] // www.boe.es. - 2010.

Real Decreto-ley 2/2013 [En línea] // www.boe.es. - 2013.

Real Decreto-ley 9/2013 [En línea] // www.boe.es. - 2013.

Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente al ejercicio 2016. - Madrid : CNMC, 2017.

Thermal Plasma Gasification of Municipal Solid Waste (MSW) / aut. Youngchul Byun Moohyun Cho, Soon-Mo Hwang and Jaewoo Chung. - [s.l.] : Intech, 2012.

World Energy Resources Bioenergy 2016 / aut. World Energy Council.