

Trabajo Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Liquidaciones de Actividades Reguladas del Sector
Eléctrico. Evolución de Ingresos y Costes.

Autor: Pablo Castillo Campos

Tutores: Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

**Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2016



Trabajo Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Liquidaciones de Actividades Reguladas del Sector Eléctrico. Evolución de Ingresos y Costes.

Autor:

Pablo Castillo Campos

Tutores:

Manuel Burgos Payán

Catedrático de Universidad

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Sustituto Interino

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo Fin de Máster: Liquidaciones de Actividades Reguladas del Sector Eléctrico. Evolución de Ingresos y Costes.

Autor: Pablo Castillo Campos

Tutores: Manuel Burgos Payán
Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Resumen

El presente Trabajo Fin de Máster consiste fundamentalmente en el análisis de la evolución de los ingresos y costes del sistema eléctrico que actualmente liquida mensualmente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el marco del sistema de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico.

Previo a ello se analizará la causa del actual sector eléctrico español analizando unas pinceladas de historia hasta llegar a la situación en que nos encontramos actualmente, donde profundizaremos y estudiaremos la situación en la que se encuentra actualmente el sector eléctrico nacional de forma resumida.

Una vez situados, comenzaremos a analizar la evolución de las distintas partidas de ingresos y costes que intervienen en las liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico en la última década. Una vez visto todo esto propondremos una previsión de cierre del ejercicio 2016 en cuanto a déficit o superávit se refiere, detallando cada una de las partidas de ingresos y costes previstos para dicho ejercicio.

Resumen	ix
Índice	xi
Índice de Figuras	xiii
Índice de Tablas	xvi
1 Historia del Sector Eléctrico	1
1.1.- <i>Introducción</i>	1
1.2.- <i>Los inicios de la electricidad en España</i>	1
1.3.- <i>Primeras décadas del siglo XX</i>	2
1.4.- <i>Décadas de los 30 y 40</i>	2
1.5.- <i>Años 50</i>	3
1.6.- <i>Los 60 y 70. Desarrollo económico y crisis del petróleo.</i>	4
1.6.1.- <i>Desarrollo económico</i>	4
1.6.2.- <i>Segunda crisis del petróleo y sus consecuencias</i>	4
1.7.- <i>Años 80</i>	5
1.8.- <i>Años 90. Liberalización</i>	6
1.9.- <i>Periodo 2000-2010</i>	7
1.10.- <i>Año 2013. La reforma del sector.</i>	9
2 Análisis de la situación actual del sector eléctrico	11
2.1.- <i>La energía en España.</i>	11
2.2.- <i>Consumo final de energía</i>	13
2.3.- <i>Situación del mix de generación</i>	14
2.4.- <i>Situación actual de la producción a partir de carbón</i>	17
2.5.- <i>Situación actual de la producción de ciclos combinados</i>	17
2.6.- <i>Situación actual de las energías renovables</i>	18
2.6.1.- <i>Generación Hidráulica</i>	18
2.6.2.- <i>Generación Eólica</i>	19
2.6.3.- <i>Biomasa</i>	20
2.6.4.- <i>Solar Fotovoltaica</i>	22
2.6.5.- <i>Solar Térmica</i>	22
2.7.- <i>Estructura del mercado mayorista (mercados a plazo, mercado diario, mercados a corto plazo, intercambios internacionales)</i>	23
2.7.1.- <i>Mercados a plazo</i>	24
2.7.2.- <i>Mercado diario</i>	26
2.7.3.- <i>Mercados a corto plazo</i>	27
2.7.4.- <i>Intercambios Internacionales</i>	31
2.8.- <i>Situación actual de la actividad de transporte de energía eléctrica</i>	32
2.9.- <i>Situación actual de la actividad de distribución de energía eléctrica</i>	34
2.10.- <i>Situación actual de la actividad de comercialización</i>	36
2.11.- <i>Mercado minorista</i>	39
2.12.- <i>Estructura final del coste del suministro</i>	40
2.13.- <i>Pérdidas en las redes de transporte y distribución</i>	43

2.13.1.- Origen y cuantificación de las pérdidas	43
2.13.2.- Valoración para comercializadores y consumidores	43
2.13.3.- Nueva regulación de los coeficientes de pérdidas	44
2.13.4.- Evolución de las pérdidas en España	44
2.14.- Déficit de tarifa	47
3 El marco normativo español	49
3.1.- Normativa básica del sector eléctrico español	49
3.2.- Actividades reguladas y actividades en libre competencia	58
4 Liquidaciones de Actividades Reguladas. Evolución de Ingresos y Costes 2005-2015	64
4.1.- Introducción	64
4.2.- Liquidaciones de Actividades Reguladas	65
4.3.- Ingresos del sistema de liquidaciones	67
4.3.1.- Ingresos por peajes de acceso	67
4.3.2.- Ingresos del tesoro procedentes de impuestos medioambientales (Ley 15/2012)	72
4.3.3.- Ingresos por peajes de generación	78
4.3.4.- Ingresos y costes de pagos por capacidad	81
4.4.- Costes del sistema	86
4.4.1.- Costes de la actividad del transporte	86
4.4.2.- Costes de la actividad de distribución y gestión comercial	89
4.4.3.- Primas al Régimen Especial	93
4.4.4.- Servicio de interrumpibilidad	102
4.4.5.- Costes asociados a la industria nuclear	103
4.4.6.- Compensación de sistemas extrapeninsulares	106
4.4.7.- Costes del Operador del Sistema (REE), Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) y Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)	107
4.4.8.- Costes por diferencia de pérdidas	110
4.4.9.- Déficit de tarifa: marco normativo y costes asociados.	111
4.5.- Resumen evolución 2005-2015.	123
5 Liquidaciones de Actividades Reguladas. Previsión del Cierre de 2016	125
5.1.- Previsión de ingresos totales de acceso	125
5.2.- Previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012	128
5.3.- Previsión costes de acceso	129
5.3.1.- Costes de Transporte	129
5.3.2.- Costes de Distribución	129
5.3.3.- Retribución de renovables, cogeneración y residuos	130
5.3.4.- Compensación extrapeninsular	130
5.3.5.- Cuotas con destinos específicos	131
5.3.6.- Anualidades del déficit de actividades reguladas	131
5.3.7.- Imputación de la diferencia de pérdidas	132
5.3.8.- Ingresos y costes de pagos por capacidad	132
5.4.- Otros ingresos/costes	133
5.5.- Resumen previsión cierre 2016	134
5.6.- Conclusiones y posibles líneas de mejora	136
5.6.1.- Conclusiones	136
5.6.2.- Posibles líneas de actuación y mejora	137
6 Bibliografía	11

Índice de Figuras

Figura 1 - Evolución del parque de generación en España de 1944 a 1973	4
Figura 2 - Evolución del mix de generación años 40-80	5
Figura 3 - Estructura de la capacidad instalada por empresas de 1988 a 1997	6
Figura 4 - Parque de generación años 90	7
Figura 5 – Parque de generación en 2004.	7
Figura 6 – Potencia Instalada en España en el año 2000	8
Figura 7 – Potencia instalada en España en el año 2013	8
Figura 8 – Variación porcentual del Índice de Consumo Eléctrico de actividades industriales	11
Figura 9 – Evolución de la dependencia energética en España	12
Figura 10 - Consumo de energía final en España 2014	13
Figura 11 - Evolución de la demanda de transporte b.c. 2007-2015 (TWh)	13
Figura 12 - Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular (%)	14
Figura 13 - Evolución de la potencia instalada en España (MW)	15
Figura 14 - Evolución de la producción de energía renovable y no renovable peninsular (TWh)	15
Figura 15 - Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular 2015 (%)	16
Figura 16 - de la potencia instalada Ciclos Combinados (MW)	17
Figura 17 - Relación de costes de tecnologías renovables	18
Figura 18 – Evolución de la capacidad eólica instalada	19
Figura 19 - Evolución de la potencia instalada - Biomasa (MW)	20
Figura 20 – Potencia instalada Biomasa por CC.AA. en 2014	21
Figura 21 - Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada	22
Figura 22 – Evolución de la capacidad termosolar instalada	23
Figura 23 – Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad	23
Figura 24 - Esquema de funcionamiento del mercado diario de OMIE	26
Figura 25 - Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los mercados del Operador del Mercado.	27
Figura 26 - Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los principales mercados del Operador del Sistema.	30
Figura 27 - Intercambios programados por interconexión en 2015 (TWh)	31
Figura 28 - Evolución de la red de transporte de energía eléctrica en España (km)	32
Figura 29 - Mapa de las zonas de distribución	35
Figura 30 – Cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor	41
Figura 31 – PVPC vs Mercado Libre	42
Figura 32 – Evolución de la demanda en b.c. y de la demanda en consumo. Media móvil de 12 meses	44
Figura 33 – Evolución mensual de la energía del cierre frente a su importe valorado a precio del mercado	

diario	45
Figura 34 – Repercusión anual del cierre del mercado valorado a precio de mercado diario sobre el sistema de costes regulados	45
Figura 35 - Legislación básica del sector eléctrico en España.	50
Figura 36 - Descripción simplificada de la organización del Sistema Eléctrico en España	59
Figura 37 - Esquema de liquidación de ingresos y costes regulados	65
Figura 38 - Periodos de consumo punta, valle y llano	69
Figura 39 - Evolución de Ingresos por peajes de acceso y energía facturada en consumidor final 2005-2015	71
Figura 40 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre la producción de energía eléctrica	73
Figura 41 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre la producción combustible nuclear gastado	73
Figura 42 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre la producción de residuos radiactivos resultantes de la generación nucleoelectrónica.	74
Figura 43 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas	75
Figura 44 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre el carbón destinado a la producción de energía eléctrica	75
Figura 45 - Calendario de recaudación de impuestos la Ley 15/2012	76
Figura 46 - Calendario de recaudación impuestos Ley 15/2012 - Año 2014	77
Figura 47 - Cálculo de Peaje de Instalaciones de Bombeo	78
Figura 48 - Calendario de recaudación peaje de generación instalaciones puntos de medida tipo 1 y 2.	79
Figura 49 - Calendario de recaudación peaje de generación instalaciones puntos de medida tipo 3 y 5.	79
Figura 50 - Esquema de recaudación de peajes de acceso de generación	79
Figura 51 - Incentivo a la inversión en función del margen de reserva	82
Figura 52 - Evolución de ingresos y costes liquidables de pagos de capacidad 2007-2015 (millones de €)	85
Figura 53 - Cambios en la remuneración de la actividad de transporte	88
Figura 54 - Evolución de la retribución de la actividad de transporte (millones de €)	88
Figura 55 - Cambios en la remuneración de la actividad de distribución	91
Figura 56 - Evolución de la retribución de la actividad de distribución (millones de €)	92
Figura 57 - Contribución de las Energías Renovables al consumo de energía primaria en España en 2011 (121.100 ktep)	94
Figura 58 - Esquema de la retribución del régimen especial	95
Figura 59 - Retribución del régimen especial	95
Figura 60 - Restricciones en la retribución a las renovables en 2014	100
Figura 61 - Evolución de las primas al Régimen Especial 2005 – 2015 (millones de €)	101
Figura 62 – Evolución costes del servicio de interrumpibilidad. 2008 – 2015 (millones de €)	102
Figura 63 - Costes de la moratoria nuclear periodo 2010-2013	104
Figura 64 - Distribución costes segunda parte ciclo combustible nuclear	105
Figura 65 - Evolución costes sistemas extrapeninsulares (millones de €)	106
Figura 66 - Costes del OS en los últimos años (millones de €)	108
Figura 67 - Costes OMIE últimos años (millones de €)	108

Figura 68 – Evolución de ingresos/costes por diferencia de pérdidas (millones de €)	110
Figura 69 - Evolución del déficit de tarifa (millones de €)	112
Figura 70 – Resumen evolución ingresos y costes 2005-2015 (millones de €)	123

Índice de Tablas

Tabla 1 - Instalaciones de transporte de energía eléctrica en España – 2015	33
Tabla 2 - Evolución de los índices de calidad de la red de transporte de energía eléctrica	33
Tabla 3 - Peajes de acceso de baja tensión	67
Tabla 4- Peajes de acceso de alta tensión	68
Tabla 5 - Efecto del incremento en las tarifas de acceso en 2006-2013 sobre la facturación total en ese periodo	70
Tabla 6 - Cuotas con destinos específicos según Orden IET/2444/2014	70
Tabla 7 - Precio unitario para la financiación de pagos por capacidad - RD-Ley 9/2015	84
Tabla 8 - Límites de potencia para acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007	96
Tabla 9 - Desglose de previsiones de las primas al RE - 2015	101
Tabla 10 - Cesiones del déficit tarifario desde el año 2000	114
Tabla 11 - Importes pendientes de cobro de la deuda del sector eléctrico	121
Tabla 12 - Anualidades del déficit satisfechas en 2014 y 2015	122
Tabla 13 - Clientes, potencias y energía consumida en 2015 – Nacional	125
Tabla 14 - Previsión incrementos clientes, energía y potencia 2016/2015	126
Tabla 15 - Previsión de clientes, energía y potencia del cierre de 2016	126
Tabla 16 - Previsión de facturación de peajes de acceso 2016	127
Tabla 17 - Previsión ingresos acceso 2016	127
Tabla 18 - Previsión ingresos Ley 15/2012 cierre 2016	128
Tabla 19 - Retribución de la actividad del transporte 2016	129
Tabla 20 - Retribución de la actividad de distribución 2016	129
Tabla 21 - Previsión retribución específica de energías renovables, cogeneración y residuos 2016	130
Tabla 22 – Previsión 2016 Compensación Extrapeninsular	130
Tabla 23 – Cuotas con destinos específicos 2016	131
Tabla 24 – Previsión cuotas con destinos específicos 2016	131
Tabla 25 – Anualidades déficit 2016	131
Tabla 26 – Previsión 2016 Costes Pagos por Capacidad	132
Tabla 27 – Precios pagos por capacidad 2016	132
Tabla 28 – Previsión 2016 de ingresos por pagos de capacidad	133
Tabla 29 – Previsión 2016 saldo Pagos por Capacidad	133
Tabla 30 – Previsión resultado cierre 2016	134

1 HISTORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Para entender la situación actual del sistema eléctrico español, se debe hacer un recorrido a lo largo de su historia, desde su creación en 1891 hasta la segunda década del siglo XXI. En este recorrido se puede ver como la situación del sector eléctrico ha seguido un patrón cíclico desde su creación, con momentos de esplendor y momentos complicados.

1.1.- Introducción

El sector eléctrico actual no podría comprenderse sin conocer sus orígenes y su peculiar trayectoria a lo largo de su vida. Por ello se va a presentar a continuación un resumen de los principales hitos históricos que han marcado la evolución del sector desde la primera década del siglo XX (obtenida de [1], [2], [3] y [4]), en la que el desarrollo de las actividades industriales y de las infraestructuras urbanas dieron lugar al primer ascenso importante de la demanda eléctrica.

1.2.- Los inicios de la electricidad en España

La primera referencia de la aplicación práctica de la electricidad en España data del año 1852, en el que el farmacéutico Domenech fue capaz de iluminar su botica en Barcelona gracias a unas baterías que él mismo fabricó. En Madrid, ese mismo año, se hicieron pruebas de iluminación en la plaza de la Armería y en el Congreso de los Diputados. En 1875 se instala una dinamo en Barcelona que logró iluminar las Ramblas, la Boquería, el Castillo de Montjuic y parte de los altos de Gracia. A partir del año siguiente, se puede decir que comienza la electrificación industrial en España, dando pie a la constitución en Barcelona de la Sociedad Española de Electricidad en 1881, sociedad que figura como primera empresa eléctrica española.

En 1885 se publicó un primer decreto que ordenaba las instalaciones eléctricas y, tres años más tarde, una Real Orden regula el alumbrado eléctrico de los teatros, prohibiendo expresamente el alumbrado con gas y autorizando las lámparas de aceite sólo como sistema de emergencia. Este acelerado desarrollo de la industria eléctrica dio pie a la creación de numerosas empresas en las últimas dos décadas del siglo XIX.

1.3.- Primeras décadas del siglo XX

A principios del siglo XX, concretamente en 1901, se publicó la primera estadística oficial, según la cual existían en España 859 centrales eléctricas con una potencia instalada de 75.000 kW. El 39% de la potencia instalada utilizaba la energía hidráulica como fuerza motriz, mientras que el 61% restante era de origen térmico producido por carbón procedente, en gran parte, del Reino Unido debido a una peor calidad energética del carbón nacional. Con el estallido de la Primera Guerra Mundial estas importaciones se vieron reducidas lo que favoreció la construcción de centrales de fuel, provocando así el primer cambio de estructura del mix de generación español.

Por su parte, el consumo eléctrico derivaba fundamentalmente de la iluminación urbana, que suponía el 60% del consumo, y el 40% restante correspondía a su uso como fuerza motriz industrial.

Durante estos años y gracias a la creación de numerosas sociedades anónimas dedicadas a la generación y distribución de electricidad, el desarrollo de las centrales hidráulicas fue en aumento. Esto se produjo a pesar de la magnitud de la inversión. Entre estas sociedades promotoras pueden señalarse, por su importancia posterior, Hidroeléctrica Española, Saltos del Duero, Saltos del Sil e Hidroeléctrica del Cantábrico. A partir de estas empresas, entrados los años veinte se crea la Asociación de Productores y Distribuidores de Electricidad.

No obstante, en esos momentos, la electricidad era generada en forma de corriente continua y no era posible su transporte a largas distancias, por lo que su desarrollo se veía limitado a emplazamientos de las centrales próximas a los centros de consumo, normalmente a industrias o municipios.

Por esta época también se realiza la primera propuesta de Red Eléctrica Nacional, realizada por el físico y jesuita José Agustín Pérez del Pulgar, fundador del Instituto Católico de Artes e Industrias popularmente conocido como ICAI. Dentro de este documento se proponía la creación de una Sociedad Anónima con un capital social de 200 millones de pesetas, intervenida por el Estado. La red de transporte, por aquel entonces tenía una longitud de 6.500 km.

Con la aparición de la corriente eléctrica alterna, a principios del siglo XX, se abrió la posibilidad de transportar electricidad a gran distancia y, por tanto, de llevar a cabo un desarrollo a gran escala de las centrales hidroeléctricas. De esta forma, a finales de los años veinte, la estructura de la generación eléctrica en España había cambiado: la potencia instalada era ya de 1.154 MW, el 81% de la producción era de origen hidroeléctrico y a pesar del aumento moderado del consumo eléctrico, existía un exceso de capacidad de producción.

1.4.- Décadas de los 30 y 40

La guerra civil de 1936 a 1939 supuso un paréntesis en la expansión del parque eléctrico. Durante la misma y la postguerra se produjo un estancamiento de la capacidad de producción originado por la destrucción de muchas infraestructuras.

La situación no mejoró en los años inmediatamente posteriores: la precaria situación económica del país impedía la realización de grandes obras y, sobre todo, la importación de los bienes de equipo necesarios, que la industria española no podía producir. A ello hay que sumar las consecuencias del bloqueo económico internacional acordado por las Naciones Unidas.

Las grandes dificultades provocadas por de la diferencia entre el elevado ritmo de crecimiento de la demanda y el lento proceso de construcción de nuevas centrales de generación hizo de la década de los cuarenta un momento crítico para el sistema.

En el año 1943, el parque de generación contaba con 1.818 MW disponibles, de los que el 77% eran de carácter hidráulicos y el 23% restante correspondía a grupos térmicos. Este mix de generación, en el que predominaba la capacidad hidráulica sobre la térmica, unido a la gran sequía de los años 1944 y 1945 agravó más aún la situación, convirtiendo el exceso de capacidad del periodo anterior en un déficit de capacidad de generación en el sector eléctrico español.

Pese a esto la creación de una serie de empresas eléctricas de carácter público (Empresa Nacional de Electricidad (Endesa) en 1944, la Empresa Nacional Hidroeléctrica del Ribagorzana, ENHER, en 1949) que se sumaron al esfuerzo que hasta entonces había sido realizado en exclusiva por empresas privadas, impulsó el desarrollo eléctrico.

La necesidad de llevar a cabo una explotación más coordinada de las redes de transporte y de la producción mediante la construcción de una Red Peninsular incentivó la creación de la empresa Unidad Eléctrica S.A. (UNESA) en el año 1944, integrada por las por las 17 principales compañías que representaban el 80% de la producción total del sector en ésta década.

A finales de este periodo, la escasez de instalaciones de generación y de interconexiones entre las diferentes regiones serán las causas principales que restringirán el desarrollo del sector en el periodo siguiente.

1.5.- Años 50

El primer contrato internacional entre Iberduero y la empresa eléctrica nacional francesa, Elelectricité de France (EDF) se firma en 1950, con el objetivo de favorecer el intercambio de energía entre ambos países. También en ese año, Endesa inaugura su primera planta de producción térmica, la central de Compostilla I en Ponferrada, utilizando como combustible carbón de origen nacional. En ese mismo año entra en servicio la primera línea de 220 kV (Villalcampo-Burgos-Bilbao).

En 1951 el gobierno aprobó un nuevo sistema de tarifas, las Tarifas Tope Unificadas, que entró en vigor en enero de 1953 y establecía la unificación de precios de la electricidad para todo el territorio español con lo que se incentivó el ritmo de construcción de nuevas centrales, lo que trajo consigo una progresiva y rápida disminución del déficit de capacidad de producción. Este nuevo tratamiento de las necesidades del sector eléctrico contribuyó a una fase de consolidación y crecimiento rápido de la economía española, que a su vez conllevaron importantes crecimientos de la demanda eléctrica. En estos años se puso claramente de manifiesto la ventaja que suponía contar con una red interconectada para atender instantáneamente a una demanda creciente, lo que permitió aumentar sustancialmente la garantía de suministro a los clientes y aprovechar al máximo la potencia total disponible, logrando un abaratamiento de las tarifas. Esto exigió la implantación de compensaciones a los mayores costes de generación térmica y las altas cargas financieras de las nuevas construcciones, creándose a este fin la Oficina Liquidadora de Energía (OFILE).

En 1956, entró en servicio la central de Escombreras, siendo la primera central en usar fuelóleo como único combustible, lo que propició que el porcentaje del parque generador correspondiente a la energía térmica aumentara hasta el 31%, crecimiento que continuaría en las décadas sucesivas.

A finales de la década el Plan de Estabilización Económica del año 1959 propulsará el cambio de la política económica hacia un marco más liberal, cuyos efectos se dejarán ver en la evolución del sector eléctrico.

1.6.- Los 60 y 70. Desarrollo económico y crisis del petróleo.

1.6.1.- Desarrollo económico

En estos años, ligada al crecimiento de la economía, la demanda eléctrica continuó aumentando a un ritmo elevado. Como puede verse en la Figura 1 [5] la potencia instalada pasó de 6.567 MW a finales del 1960 a 17.925 MW a finales de 1970, modificándose sustancialmente la estructura de generación: la producción hidroeléctrica pasó de suponer un 84% de la producción en 1960 a un 50% en 1970. Esto fue propiciado principalmente por la puesta en servicio de los primeros grupos nucleares y al incremento de la producción con fuel-oil.

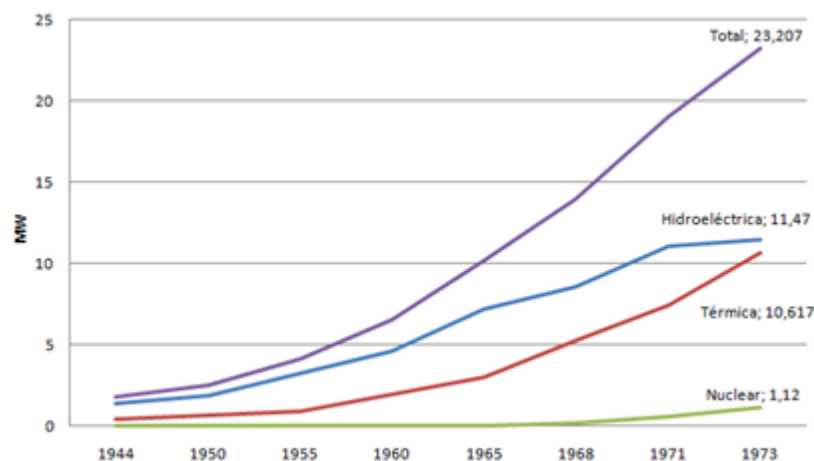


Figura 1 - Evolución del parque de generación en España de 1944 a 1973

Durante estos años, se realizó una programación quinquenal del desarrollo de infraestructuras y el precio de la energía estaba marcado por la central de carbón más cara (Escatrón). En 1964 se desarrolló el primer Plan Eléctrico Nacional (PEN) cuyo objetivo era adecuar las elevadas inversiones necesarias en el Sector con el gran crecimiento de la demanda. Años más tarde, en 1968 se incorporó la primera central nuclear: la Central José Cabrera (160 MW), en Zorita delos Canes (Guadalajara), a la que le siguieron las de VandellósI (500 MW) y Santa María de Garoña (466 MW).

1.6.2.- Segunda crisis del petróleo y sus consecuencias

Al inicio de esta década, la red de transporte de Alta Tensión alcanzará los 30.000 km de longitud, con el objetivo de impulsar el uso racional de la electricidad y la mejor explotación de generación, propiciando además que se intensifiquen las acciones encaminadas a la electrificación rural, consiguiendo prácticamente la universalización del servicio eléctrico en España.

En 1972 la capacidad del parque generador era de 21.871 MW, de los cuales el 51% eran hidráulicos, el 43% térmico y, como novedad, un 6% de producción nuclear.

La fuerte escalada que protagonizaron los precios del petróleo, el desfase entre la planificación y la puesta en marcha de las centrales de fuel-oil, y la dependencia excesiva de este combustible, fueron los factores detonantes de la segunda crisis del sector eléctrico en España. Como resultado de esta situación, posteriormente se implantaron los Planes Eléctricos Nacionales, el primero en 1975 y el segundo en 1979 pero no fue hasta la década de los 80 cuando se vieron los efectos. A pesar de esto, a finales de esta década, la producción anual sobrepasaba los 100.000 GWh, de los cuales un 45% eran hidráulicos, 49% térmicos y el 6% restante de origen nuclear.

1.7.- Años 80

La sustitución progresiva del petróleo por fuentes energéticas alternativas junto con la aplicación de una política tarifaria que trasladaba las fluctuaciones de precios de sustitución al consumidor y el interés cada vez mayor por el uso más racional de la energía, fueron los principios básicos de la política energética aplicada en España durante estos años.

En 1980, se promulgó la Ley de Conservación de la Energía aún hoy vigente, cuyas bases son las de reducir la dependencia del petróleo, promover el ahorro de energía y las fuentes de energía renovables. En consecuencia, entraron en servicio 3.000 MW en centrales de carbón que formaban parte del Plan Acelerado de Centrales Térmicas de Carbón y simultáneamente, cinco grupos nucleares con una potencia agregada de más de 4.500 MW. Además, con el objetivo de flexibilizar la generación en base a los grupos térmicos, se construyeron alrededor de 3.000 MW de centrales de bombeo puro o mixto.

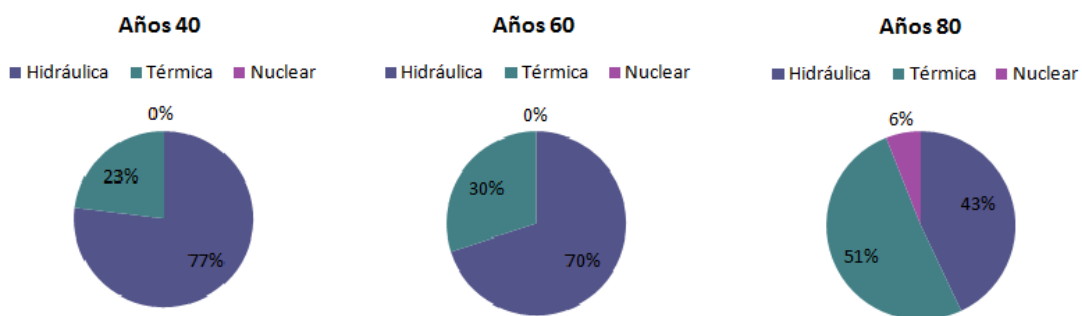


Figura 2 - Evolución del mix de generación años 40-80

En 1983 se pone en marcha el primer Protocolo Eléctrico en el que se acuerda fundamentalmente, revisar el PEN-79, nacionalizar la Red de Transporte y crear un marco tarifario más estable. Para ello surge como medida de apoyo el Segundo Plan Energético Nacional (PEN-83) desde el cual se insta a una revisión a la baja del consumo eléctrico, al establecimiento de una moratoria nuclear, por la que se paraliza la construcción de cinco grupos nucleares (Lemóniz I y II, Valdecaballeros I y II y Trillo II) y a la expansión de la red de gas natural.

Como consecuencia de esto, a finales de 1984 se crea la empresa Red Eléctrica de España SA, con el fin de unificar la gestión y explotación de la red troncal de transporte de electricidad de 400 y 220 kV, y realizar la explotación unificada del sistema eléctrico peninsular.

La situación a finales de los 80 era como sigue:

Por un lado existía sobrecapacidad ociosa debido a la construcción “masiva” de centrales alternativas al fuel, que dieron lugar a un elevado endeudamiento.

Por otro las empresas tuvieron que acometer inversiones muy elevadas en un marco de crisis económica (elevada inflación, altos tipos de interés y bajo crecimiento de la demanda) y debido al reducido mercado nacional, las empresas buscaron financiación extranjera. Como solución a esta situación, en el año 1987 se establece el “Marco Legal y Estable”, que se empezó a aplicar paulatinamente a partir de 1988 y en el que se determinaba un nuevo sistema de tarifas basado en la estandarización de los costes de producción, recuperándose las inversiones a lo largo de la vida útil y de las instalaciones. Este sistema permanece vigente hasta la liberalización del sector en 1998.

Los objetivos fundamentales que perseguía el “Marco Legal y Estable” eran proporcionar un marco de referencia al sistema de ingresos de las empresas que suministraban energía eléctrica y a la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste, fomentar la eficiencia en el sector eléctrico mediante una serie de incentivos a las empresas, garantizar la recuperación de las inversiones a lo largo de la vida útil de las instalaciones, así como intentar conseguir la mayor estabilidad posible en la tarifa.

La consecución de los objetivos anteriores obligó al desarrollo de una normativa que cubría aspectos como el cálculo de la tarifa eléctrica, el establecimiento de costes estándar, así como los sistemas de compensaciones.

1.8.- Años 90. Liberalización

Durante la vigencia del Marco Legal Estable fue innecesario realizar nuevas instalaciones de generación debido a la sobrecapacidad instalada en la década anterior. Este hecho, junto a la estabilidad que proporcionó la entrada de España en la Unión Europea, favoreció la recuperación y reestructuración de las empresas del sector eléctrico.

Como puede verse en la Figura 3 se produce una concentración de empresas del sector dando lugar a la actual ENDESA a partir de la fusión del grupo ENDESA con la Compañía Sevillana de Electricidad, Fecsa, H. Cataluña y Eléctricas Reunidas de Zaragoza. Por otro lado, se crea Iberdrola, como resultado de la fusión de Hidroeléctrica Española e Iberduero.

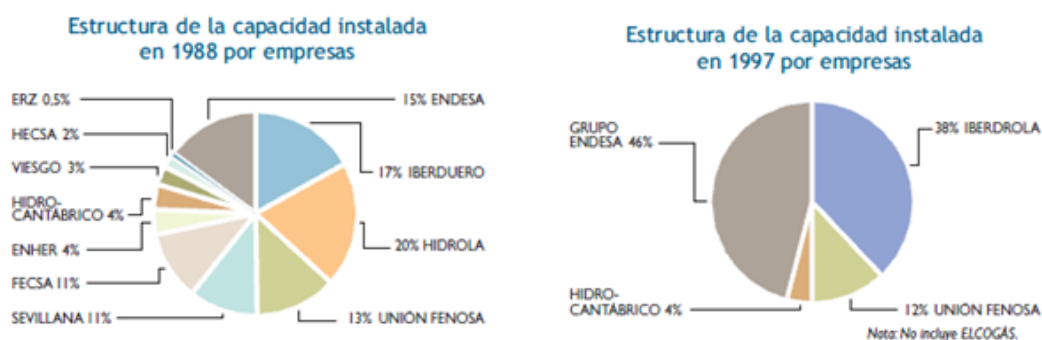


Figura 3 - Estructura de la capacidad instalada por empresas de 1988 a 1997

En un primer intento de liberalización del sector eléctrico, en 1994 se aprueba la Ley del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), aunque no llegó a desarrollarse. Esta ley consideraba la existencia de dos sistemas: uno integrado en el modelo tradicional y otro independiente liberalizado. En cuanto a las energías renovables, se define el concepto de régimen especial tal y como lo conocemos hoy, generación de electricidad a través de cogeneración, fuentes renovables y residuos, en instalaciones de potencia no superior a 50 MW.

Es en 1996 cuando se aprueba la primera Directiva sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de electricidad, lo que supone que se promueva desde la Unión Europea la liberalización y la introducción de la competencia en el sector eléctrico. Esto tendrá su reflejo en España, en la Ley del Sector eléctrico (LSE) de 1997 [6].

Dentro de este nuevo marco, las actividades de transporte y distribución se consideran reguladas, mientras que la generación y comercialización pasan a estar bajo un régimen de competencia. La única planificación obligatoria que permanece es la del transporte y la distribución, debido a que son las únicas actividades reguladas en las que se establece el libre acceso de terceros. Asimismo nace la figura del operador del mercado y del operador del sistema; el primero, dedicado a la gestión económica del mercado y el segundo a la gestión técnica de la red. Como actuación estratégica de gran importancia comienzan los intercambios de electricidad con Marruecos.

Durante estos años la creciente preocupación por los gases de efecto invernadero facilita la firma del protocolo de Kyoto, por el cual los países industrializados se comprometen a reducir sus emisiones en un 5,2%. Esto junto a las directivas medioambientales de la Unión Europea introducirán la necesidad de cambios a medio y largo plazo en los sistemas de generación.

La tecnología de generación eólica empieza a tener una participación importante, derivando en que de los 49.292 MW instalados en 1996 el 36% eran hidráulicos y eólicos, el 50% de origen térmico y un 14% nuclear. Adicionalmente, como proyecto piloto, entrará en servicio la central de ELCOGÁS (320 MW). Aun así, debido al crecimiento económico que atraviesa España comienza a percibirse déficit de capacidad generadora.

■ Hidráulica, eólica y solar ■ Térmica ■ Nuclear

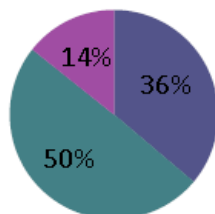


Figura 4 - Parque de generación años 90

Un año después, en 1997, se creó la Comisión Nacional del Sector Eléctrico con el fin de regular la actividad eléctrica y para comenzar con los derechos de cobro de las eléctricas por la moratoria nuclear de los años 80.

1.9.- Periodo 2000-2010

Desde la segunda crisis del petróleo, el mix de generación español mantuvo una estructura estable, pero el aumento de la demanda en más de un 30% provocó la saturación de la red de transporte y un reducido margen de reserva en generación provocando que el déficit de capacidad heredado de la etapa anterior siguiese aumentado. Para paliar este efecto se incentivaron las inversiones en la construcción de tecnologías de ciclo combinado basadas en la generación con gas natural y de tecnologías renovables, como eólica, solar y biomasa.

En 2004 el parque de generación alcanza los 66.432 MW, como se puede observar en la Figura 5 el parque eólico ya es comparable en capacidad instalada al equipo nuclear [7].

■ Hidráulico ■ Eólico
 ■ Cogeneración ■ Biomasa y Residuos
 ■ Térmica convencional ■ Nuclear

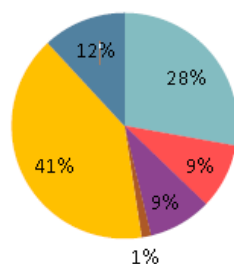


Figura 5 – Parque de generación en 2004.

El modelo regulatorio se caracterizaba por la libre instalación de nuevas centrales, la libre elección de suministrador así como la liberalización de los intercambios internacionales. Además la separación entre las actividades reguladas (transporte y distribución) y las liberalizadas (generación y comercialización), no sólo provocó que las grandes empresas ya establecidas y que abarcaban desde su inicio todo el proceso de suministro de energía eléctrica separaran sus actividades, si no que se incentivó la creación de nuevas empresas. De la evolución de estas cuatro actividades y de las empresas participantes se hablará en el siguiente capítulo.

Además de los cambios en el apartado regulatorio, el siglo XXI trajo de la mano en España una intensa promoción de las energías renovables. Los gobiernos tanto de José María Aznar como el de José Luis Rodríguez Zapatero apoyaron de manera significativa las energías de régimen especial, concretamente las renovables.

La Figura 6 muestra de forma clara este auge de las energías de régimen especial en la siguiente comparativa:

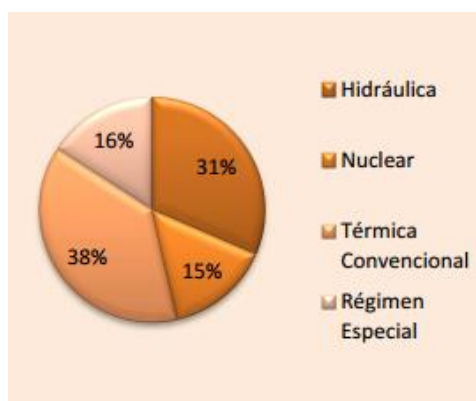


Figura 6 – Potencia Instalada en España en el año 2000

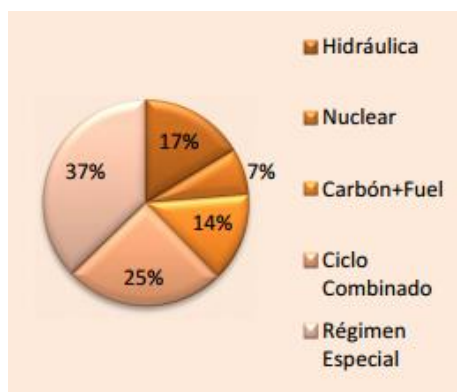


Figura 7 – Potencia instalada en España en el año 2013

Durante la primera parte de este siglo, aparece el déficit tarifario. La relación entre ingresos y costes no era de nuevo la adecuada: los ingresos no permiten cubrir los costes..

La inflación producida en la última parte de la década de los 90 y los primeros años del siglo XXI debería haber conllevado una subida del precio de la electricidad. A pesar de ello, las exigencias de la Unión Europea con la inminente llegada de la nueva moneda, el euro, hizo que las tarifas en España permanecieran fijas.

Si bien es cierto que la primera década y media el déficit tarifario no hizo más que crecer, el año 2015 abrió con la información de que el propio sistema eléctrico había registrado su primer balance positivo en 15 años, con un superávit de 550 millones de euros en la liquidación definitiva de actividades reguladas del sector eléctrico del año 2014 [8].

1.10.- Año 2013. La reforma del sector.

En 2013 se aprueba la Ley 24/2013 [9] de reforma estructural del sector eléctrico cuyos principios son, reconocimiento de la libre competencia en materia de generación, transporte, distribución, comercialización, servicios de recarga energética e intercambios internacionales e intracomunitarios, así como en la gestión técnica y económica del sistema. Consideración del suministro de energía eléctrica como un servicio de interés económico general. Acceso a las redes para garantizar el suministro y competencia efectiva en el mercado y sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico en las actuaciones de las Administraciones Públicas.

2 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

EN este capítulo se pondrá de manifiesto cual es el estado actual del sector eléctrico en España, de forma que sirva de una toma de contacto para alcanzar una visión general del estado de las diferentes tecnologías, del mix de generación, de cuales son los costes de las actividades reguladas así como el funcionamiento de los mercados y el comportamiento general del sector.

2.1.- La energía en España.

La crisis económica iniciada en 2008 ha afectado de forma importante al sector eléctrico. La economía española ha soportado, y sigue soportando, ajustes muy severos, que han supuesto una disminución del consumo eléctrico con respecto a años anteriores, tal y como se muestra en la Figura 8 para el caso de los sectores industriales [10].

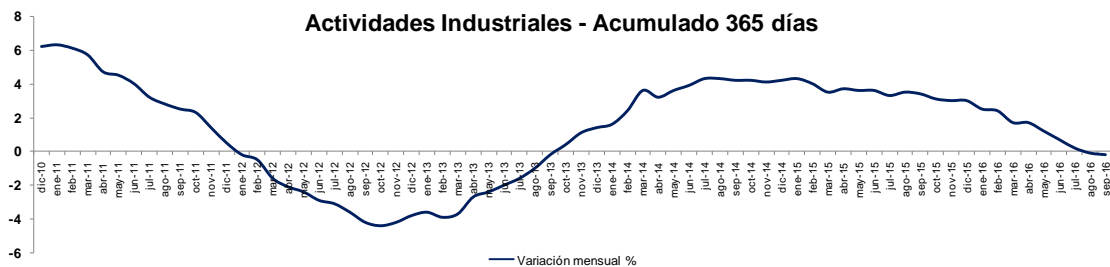


Figura 8 – Variación porcentual del Índice de Consumo Eléctrico de actividades industriales

Históricamente, uno de los elementos que han limitado el desarrollo económico de España ha sido la escasez de recursos energéticos lo que ha provocado una elevada dependencia energética del exterior. En la Figura 9 se puede observar la evolución del grado de dependencia energética de España [11].

Actualmente el grado de dependencia se encuentra en torno al 73%, tras sufrir un ligero descenso desde 2007, provocado por la contracción de la demanda provocada por la crisis económica. España, presenta una de las tasas más altas de incorporación de potencia renovable en Europa, lo que ha contribuido a una reducción del 44% de las emisiones de CO₂ del sector eléctrico entre 2005 y 2011.

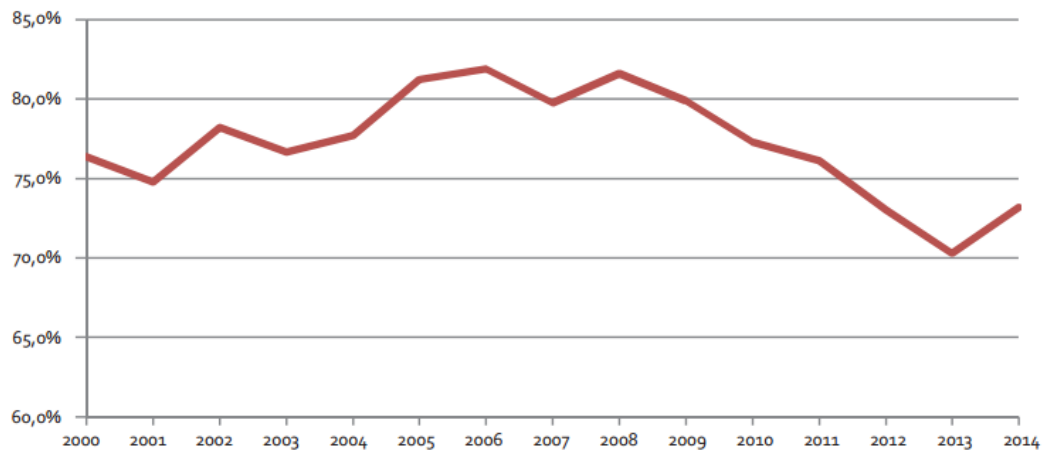


Figura 9 – Evolución de la dependencia energética en España

2.2.- Consumo final de energía

La electricidad es la segunda energía final más consumida después del petróleo. Como puede apreciarse en la Figura 10 con respecto al consumo total, la electricidad representa un 25% aproximadamente del total de la energía final consumida en el año 2014.

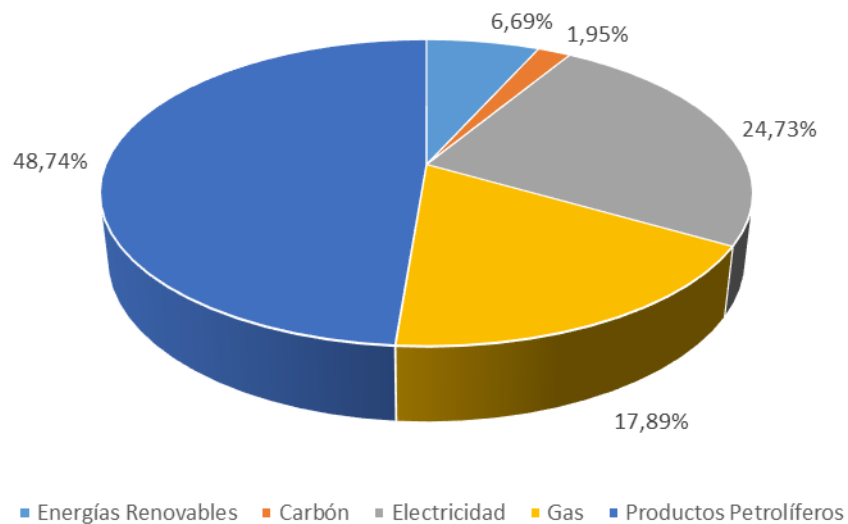


Figura 10 - Consumo de energía final en España 2014

El factor principal que determina la evolución del sector energético en general y el eléctrico en particular es la demanda. La tendencia que ha seguido la demanda eléctrica desde 2007 puede observarse en la Figura 11 [10]. Se destacan dos fuertes caídas, una en 2008-2009 y otra en 2011-2014, ambas producidas por el descenso de la actividad económica industrial. En 2015, la demanda de energía eléctrica de transporte en barras de central aumentó un 1,9% con respecto al año anterior [12].

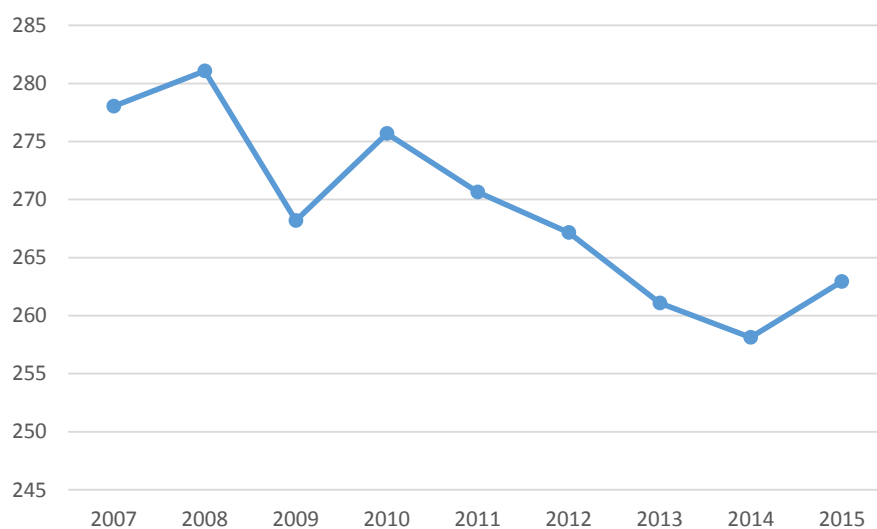


Figura 11 - Evolución de la demanda de transporte b.c. 2007-2015 (TWh)

2.3.- Situación del mix de generación

Como se ha comentado en el capítulo anterior, las políticas de reducción de CO₂ adquiridas han propiciado un cambio en el mix de generación pasando de estar basado en tecnologías no renovables a un desarrollo de energías renovables en los últimos años, como se aprecia en la Figura 12 [12].

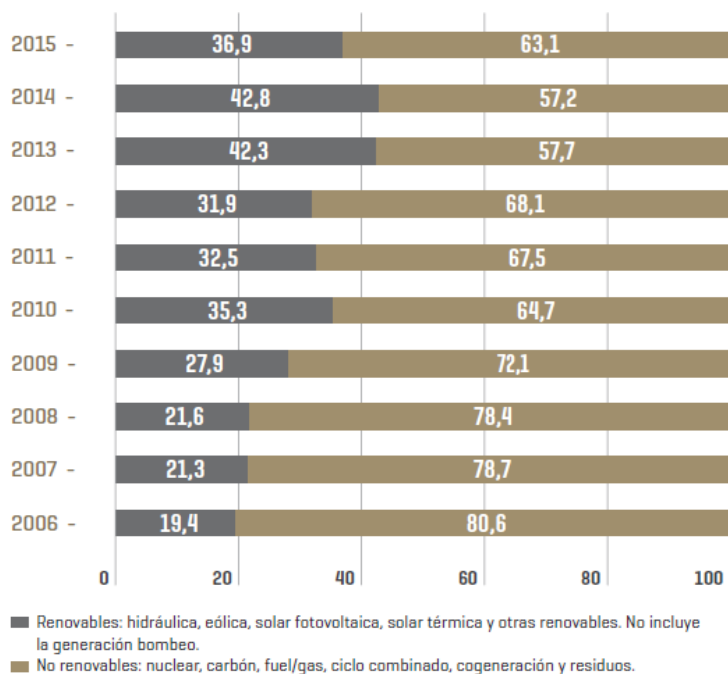


Figura 12 - Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular (%)

El parque generador de energía eléctrica en España ha aumentado ligeramente respecto al año anterior al registrar una potencia instalada de 106.247 MW, un 0,5% más que a finales de 2014 [12]. La mayor parte de la nueva potencia ha correspondido a la puesta en servicio de la central hidroeléctrica de bombeo puro de La Muela II de 878 MW y de la central hidráulica de San Pedro II de 23 MW. Este aumento de capacidad se ha visto contrarrestado con el cierre de Foix de 506 MW, la última central de fuel-gas existente en el sistema peninsular. Las variaciones en el resto de tecnologías han sido nulas o poco significativas.

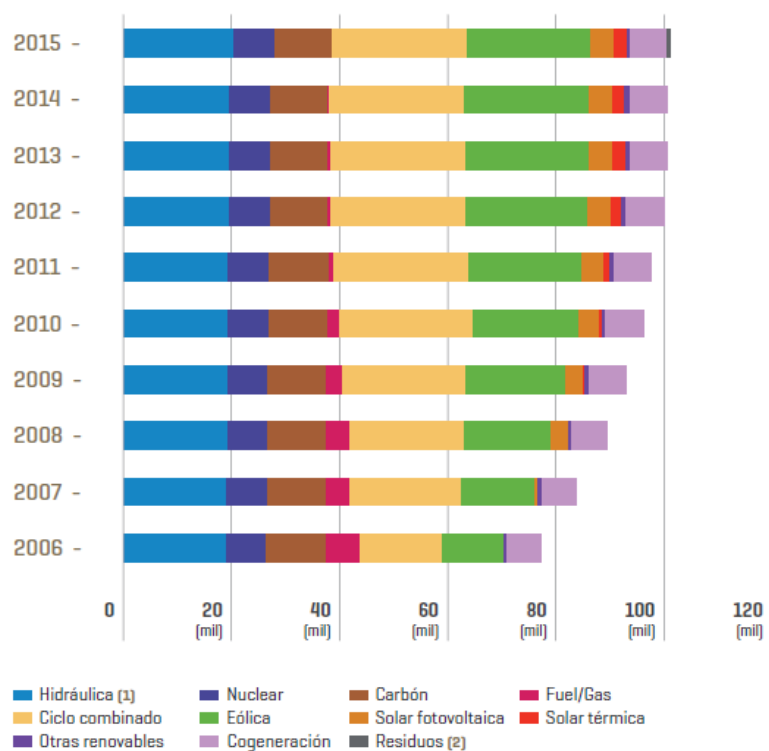


Figura 13 - Evolución de la potencia instalada en España (MW)

En la Figura 13 se aprecia el descenso de la generación con tecnologías de origen renovable que se ha producido en 2015, rompiendo la tendencia alcista de los años anteriores e incluso superando la disminución que se produjo en 2011. La menor generación con energías renovables del 2015 se ha debido en su mayor parte al descenso de la producción hidráulica [12].

Como contrapartida, las plantas generadoras que utilizan combustibles fósiles como energía primaria han incrementado la producción respecto al año anterior, sobre todo las centrales de carbón y los ciclos combinados.

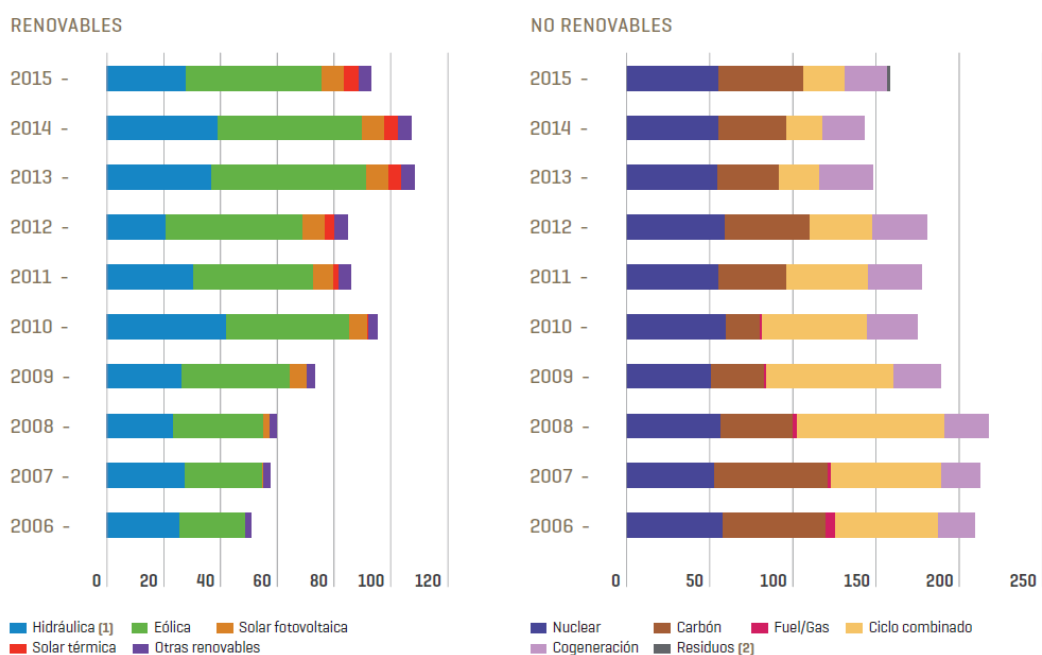


Figura 14 - Evolución de la producción de energía renovable y no renovable peninsular (TWh)

El descenso de la generación en 2015 en las tecnologías renovables con mayor peso (eólica e hidráulica), ha provocado que en términos anuales la producción renovable peninsular haya sido de 92.897 GWh, un 13,1% menor que en 2014. La generación hidráulica ha contribuido especialmente a esta caída ya que redujo su producción un 27,5%, mientras que la eólica, principal fuente renovable, registró un descenso de un 5,8%.

A pesar de este descenso, cabe señalar que la eólica mantuvo un papel destacado al representar el 51,4% de la producción renovable peninsular y situarse como tercera tecnología en la estructura de generación, aportando un 19% del total peninsular en 2015. Así mismo, la eólica ha sido la tecnología con mayor contribución a la producción total de electricidad peninsular en los meses de febrero y mayo, con una representación del 27,3% y 24,2% respectivamente.

Además, en 2015 se registraron nuevos máximos históricos de producción eólica peninsular instantánea, horaria y diaria. El 29 de enero, la producción de energía eólica alcanzó el récord de potencia instantánea con 17.553 MW a las 19.27 horas, un 2,9% superior respecto al anterior anotado el 6 de febrero del 2013. Ese mismo día se registró el máximo de energía horaria con 17.213 MWh, entre las 19.00 y las 20.00 horas, lo que supuso un incremento del 3,2% respecto al anterior de 16.684 MWh, registrado también el 6 de febrero del 2013 [12].

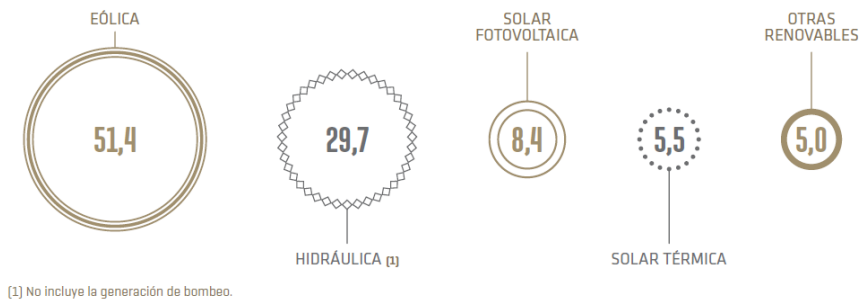


Figura 15 - Estructura de la generación anual de energía renovable peninsular 2015 (%)

2.4.- Situación actual de la producción a partir de carbón

El consumo total de carbón, destinado al sector eléctrico en 2015 [12] en España representó el 71% del total consumido. La potencia instalada de centrales de carbón representa un 10% del total, siendo la cuarta tecnología con más potencia instalada, detrás de los ciclos combinados, la hidráulica y la eólica.

Las centrales de carbón experimentaron crecimientos anuales de producción en 2015, al igual que en 2014. En concreto, en 2015 esta tecnología incrementó su generación un 23,8% respecto al año anterior, lo que la situó como segunda fuente en el mix de generación, aumentando casi cuatro puntos su porcentaje de participación respecto al año anterior. Además, durante los meses de junio, julio, agosto, octubre y noviembre, el carbón fue la principal fuente de generación con una participación mensual en torno al 25%, coincidiendo con los meses en los que produjeron descensos de producción hidráulica. En consonancia con el mayor uso del carbón, el coeficiente de utilización de esta tecnología en 2015 fue del 61,8%, valor superior al de los siete años anteriores.

2.5.- Situación actual de la producción de ciclos combinados

La evolución que han seguido los ciclos combinados hasta hoy ha estado marcada por diversas etapas. La primera de ellas llegó hasta el año 2002, cuando entraron en funcionamiento las seis primeras centrales. Los factores propulsores de su desarrollo en esta fase fueron las menores emisiones de gases de efecto invernadero, la flexibilidad que proporcionaban y su corto periodo de instalación.

A partir del 2007 debido a la introducción masiva de generación renovable, este tipo de centrales de generación se han visto desplazadas y han quedado relegados para servir de respaldo ante la volatilidad de la energía eólica.

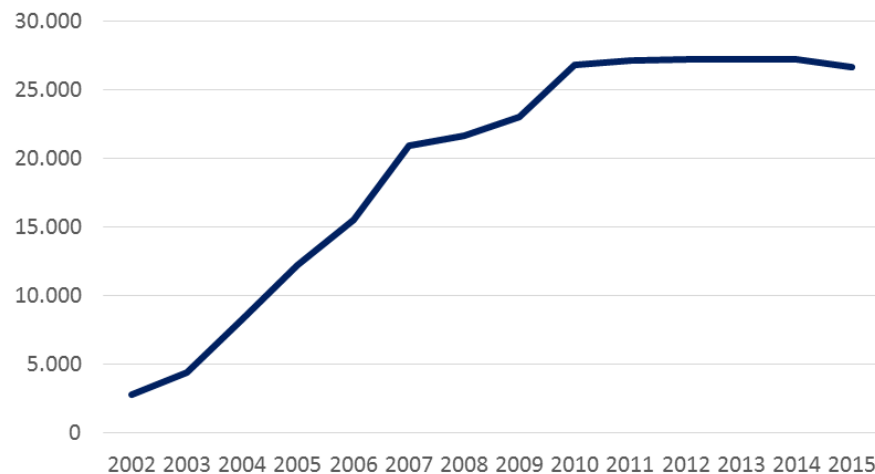


Figura 16 - de la potencia instalada Ciclos Combinados (MW)

La potencia instalada de centrales de ciclo combinado es de 26.670 MW como puede observarse en la Figura 16 y representa un 25% del total nacional, siendo la tercera tecnología con más potencia instalada tras la hidráulica y la eólica.

La producción de energía eléctrica en el 2015 a partir de centrales de ciclo combinado [12] aumentó un 18,7% respecto a 2014, suponiendo un 11% en la participación de la cobertura de la demanda nacional.

2.6.- Situación actual de las energías renovables

La evolución de la política energética española se ha visto influenciada por factores como el precio del petróleo, la distribución geográfica de las reservas de energía, las regulaciones medioambientales y la seguridad de suministro.

Entre los principales retos que se ha propuesto España en el ámbito del sector energético se encuentran la mejora de la eficiencia, el descenso de la dependencia energética del exterior y la reducción de los gases de efecto invernadero. Es por esto que el desarrollo de las energías renovables ha constituido una apuesta prioritaria para la política energética española durante estos últimos años.

Los aspectos positivos de las energías renovables son, entre otros, la sostenibilidad de sus fuentes, la reducción en las emisiones contaminantes y la posibilidad de avanzar hacia la generación distribuida.

Asimismo las tecnologías renovables tienen costes de desarrollo más altos que las tecnologías convencionales y que a su vez, son muy diferentes entre sí. Sin embargo los avances en gestión del sistema, el uso de técnicas de almacenamiento como el bombeo o el desarrollo de instalaciones renovables con capacidad de almacenamiento encaminan la resolución de estos problemas en un futuro más o menos lejano.

En la Figura 17 [13] se observa como la tecnología solar fotovoltaica y la termosolar no resultan muy competitivas por el nivel de inversión que precisan y por la dificultad, en condiciones de mercado, de asegurar rentabilidad económica. La tecnología eólica sin embargo se muestra como la única que puede ser competitiva en relación con las tecnologías convencionales. El coste medio de la biomasa dependerá de la disponibilidad del material y de que se pueda establecer un sistema de recogida y transporte del mismo hasta el lugar de quemado que resulte rentable.

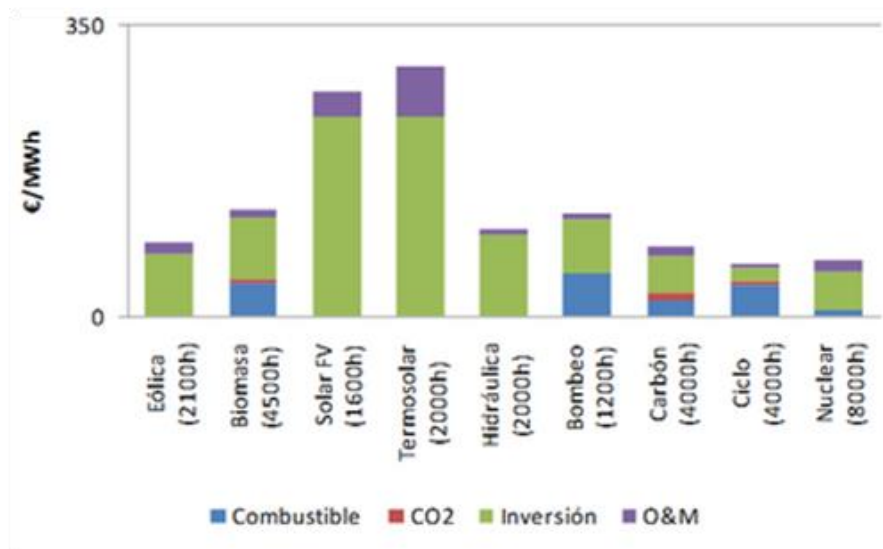


Figura 17 - Relación de costes de tecnologías renovables

2.6.1.- Generación Hidráulica

En 2015 la potencia hidráulica total instalada fue de 20.353 MW [12], y la demanda anual en barras de central fue de 30.819 GWh. Esta tecnología se caracteriza por tener unos costes fijos elevados derivados de su elevada inversión inicial y unos reducidos costes variables. Los costes variables son casi nulos, a excepción de los bombeos. Estos últimos compran la electricidad para bombear y además sufren una pérdida de rendimiento, ya que la energía que obtienen al turbinar es inferior a la que usan para bombear.

2.6.2.- Generación Eólica

A día de hoy la potencia instalada eólica es de 23.020 MW [12], viéndose en la Figura 18 cómo ha sido la evolución de la capacidad instalada a lo largo de los años [14]. Como se ha comentado anteriormente, es la tecnología renovable más próxima a ser competitiva en el mercado. El número de horas de útiles de la potencia instalada está en torno a las 2.100 horas/año. Algunas fuentes indican que en un futuro, el bombeo y el vehículo eléctrico propiciarán un mejor y mayor uso de la eólica.

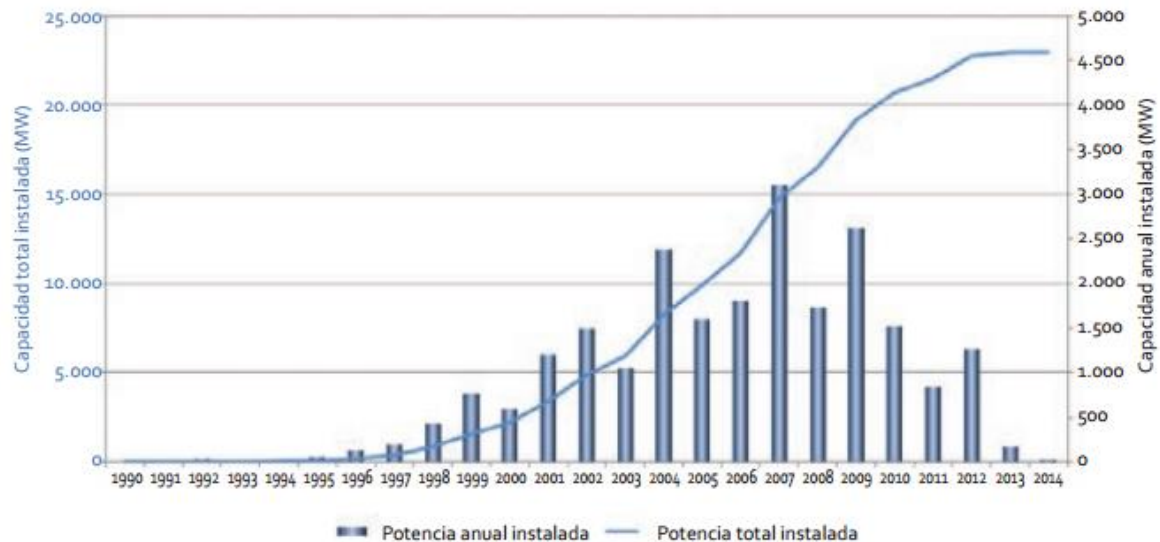


Figura 18 – Evolución de la capacidad eólica instalada

España es un país con un gran potencial eólico, sobre todo en zonas del Norte de la península, sur de Andalucía, Castilla León y Castilla la Mancha. Actualmente el futuro de esta tecnología pasa por la repotenciación de los parques existentes y por la eólica *offshore*.

Es importante destacar que tanto la energía eólica de media potencia y la mini eólica son ya una realidad, formando parte del segmento de generación distribuida.

La industria generada a la sombra de esta tecnología cuenta con un tejido empresarial extenso. Según La Asociación Empresarial Eólica (AEE), España es un influyente país en cuanto a generación de propiedad intelectual (patentes) relacionadas con la energía eólica. Sin embargo, existe otra corriente que considera que la función principal de las empresas españolas en este sector es la de la de diseño, instalación y montaje de los parques eólicos, con poco valor añadido.

2.6.3.- Biomasa

Esta tecnología cuenta un interés estratégico especial hoy en día, ya que ofrece potencia firme, es gestionable, autóctona y tiene un gran potencial de crecimiento.

Existen diversas barreras de integración, como la inexistencia de un mercado de logística de suministro de biomasa o un coste elevado del recurso, el cual llega a ser superior al coste del carbón. El pequeño tamaño de este tipo de plantas dificulta el aprovechamiento de las economías de escala que sí son aprovechadas por las grandes centrales de generación, pero el coste del transporte del combustible imposibilita disponer de plantas mayores.

La evolución de la potencia eléctrica instalada de biomasa [14] ha estado condicionada, al igual que el resto de energías renovables por las primas establecidas por el Estado, llegando a un valor de 677 MW en 2015. Las horas de utilización de la potencia instalada se encuentran en torno a unas 6.000 horas/año.

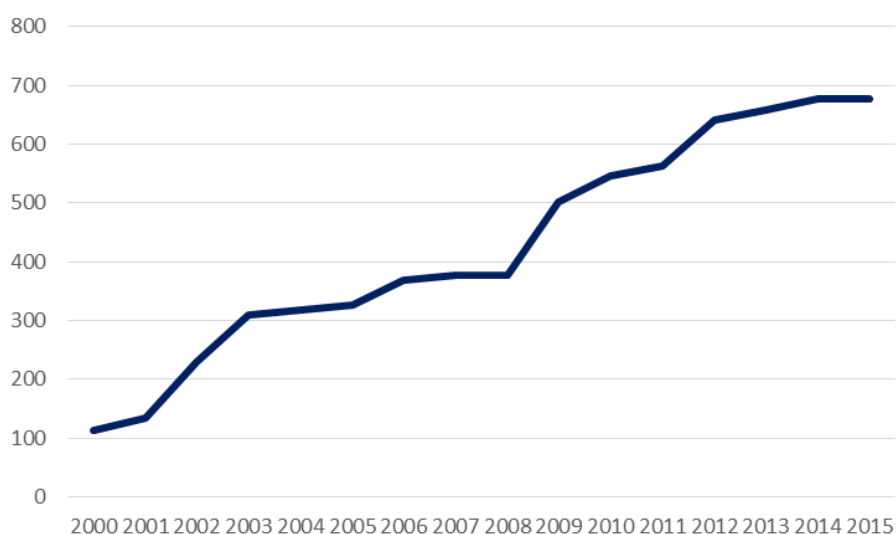


Figura 19 - Evolución de la potencia instalada - Biomasa (MW)

La potencia eléctrica acumulada de biomasa y biogás representan el 1,4% y el 0,4% del total de capacidad eléctrica renovable instalada en España [15], respectivamente. En cuanto a su distribución geográfica, se encuentra fuertemente ligada a la disponibilidad y distribución territorial de los correspondientes recursos biomásicos primarios. Castilla y León, Andalucía y Galicia representan casi el 50% del total.



Figura 20 – Potencia instalada Biomasa por CC.AA. en 2014

2.6.4.- Solar Fotovoltaica

España es uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con una potencia instalada de 4.664 MW, que produjeron en 2015 8.236 GWh.

Las instalaciones solares fotovoltaicas peninsulares mantienen la senda de crecimiento de más de una década, aunque en los tres últimos años se observa un ritmo de crecimiento mucho menor que en los primeros años. En 2015 la potencia instalada creció solo un 0,4%, mientras que la generación aumentó un 0,5% [14].

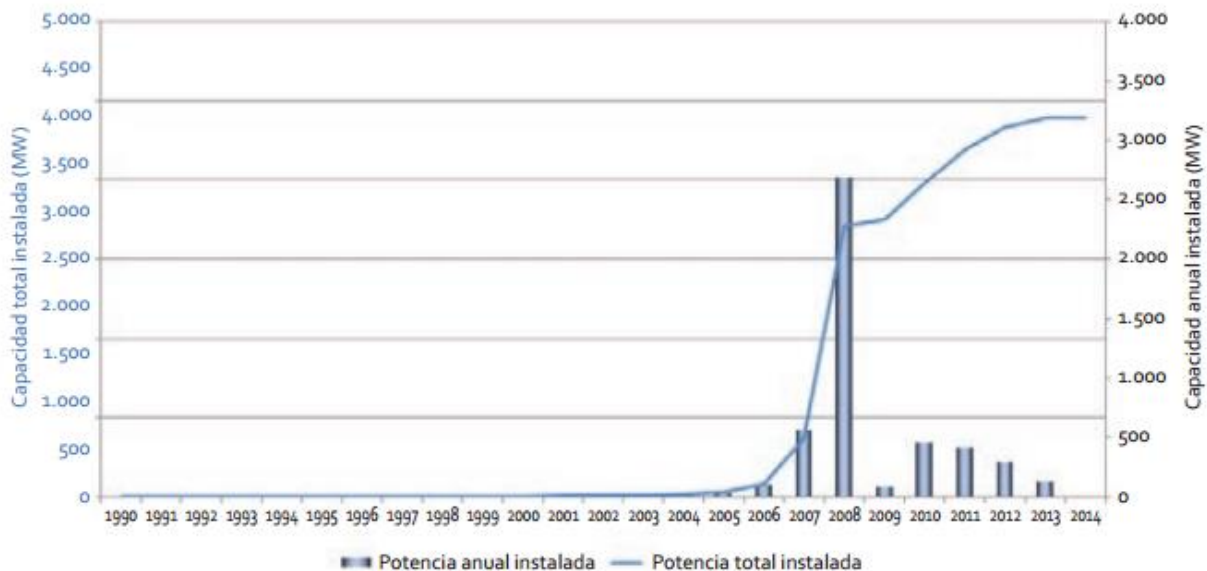


Figura 21 - Evolución de la capacidad fotovoltaica instalada

2.6.5.- Solar Térmica

En la actualidad están identificadas tres tecnologías de concentración solar como las de mayor viabilidad técnica y económica. En orden inverso a su posible desarrollo: discos parabólicos, sistemas de torre y concentradores cilindro - parabólicos, y, como extensión de esta última tecnología, se encuentran los concentradores tipos Fresnel; en la actualidad se espera mejorar la tecnología de todas ellas. Los aspectos más importantes a mejorar, de cara a un desarrollo mejorar el rendimiento tecnológico, son la reducción de los costes en los procesos de fabricación, la mejora de los sistemas de limpieza de los concentradores y el desarrollo de nuevos fluidos portadores de calor que permitan el almacenamiento del mismo.

Aparte, cada una de las tecnologías presentan sus propios retos; así, para los receptores cilindro parabólicos es necesario desarrollar receptores más eficientes, de forma que se minimicen las pérdidas de captura, se aumente su vida útil y se generen menos pérdidas al final de cada lazo, mientras que para las centrales de tipo “torre” es fundamental encontrar materiales que trabajen a mayores temperaturas. Las horas de utilización de la potencia instalada varían en función de si la instalación dispone o no de almacenamiento térmico. En el primero de los casos las horas de utilización podrían alcanzar las 3.500 horas/año y 2.000 horas/año en el caso de no disponer de almacenamiento.

Como resumen, se puede decir que las tres primeras tecnologías han alcanzado un nivel de madurez, por lo que no se esperan cambios importantes ni en su coste de desarrollo ni en sus características tecnológicas, mientras que las dos últimas están inmersas en un proceso de desarrollo y mejora.

A pesar de las dificultades tecnológicas que presenta esta forma de producción de energía eléctrica, el sistema eléctrico español cuenta con una capacidad total instalada de 2.300 MW [14], los cuales supusieron una producción en barras de central durante el año 2015 de 5.085 GWh.

En la Figura 22 se puede observar la evolución de la potencia anual instalada en España.

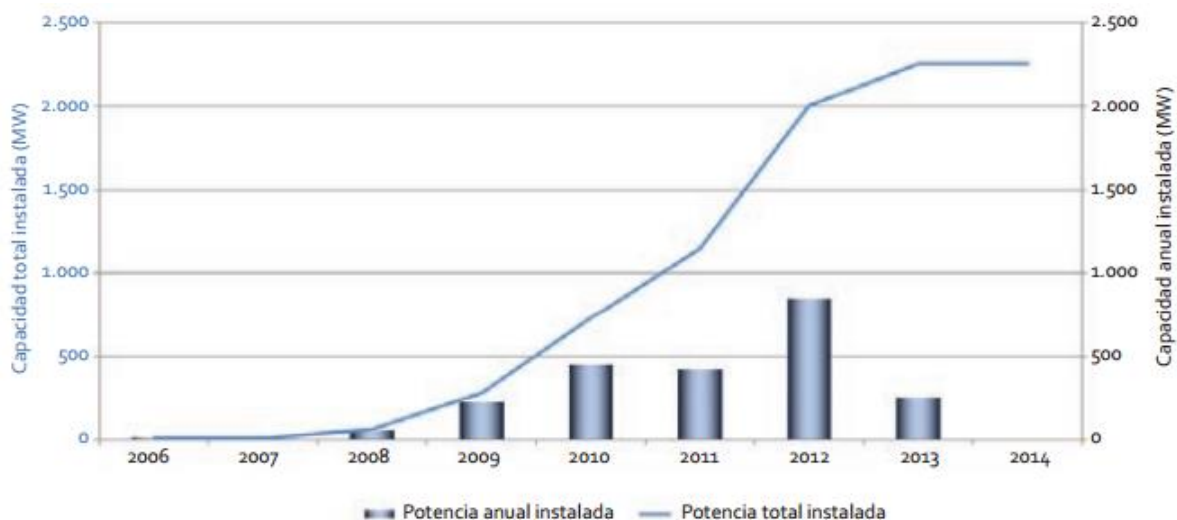


Figura 22 – Evolución de la capacidad termosolar instalada

2.7.- Estructura del mercado mayorista (mercados a plazo, mercado diario, mercados a corto plazo, intercambios internacionales)

El mercado de electricidad en España, al igual que en otros países, se organiza en una secuencia de mercados en los que generación y demanda intercambian energía y reservas para distintos plazos [16].

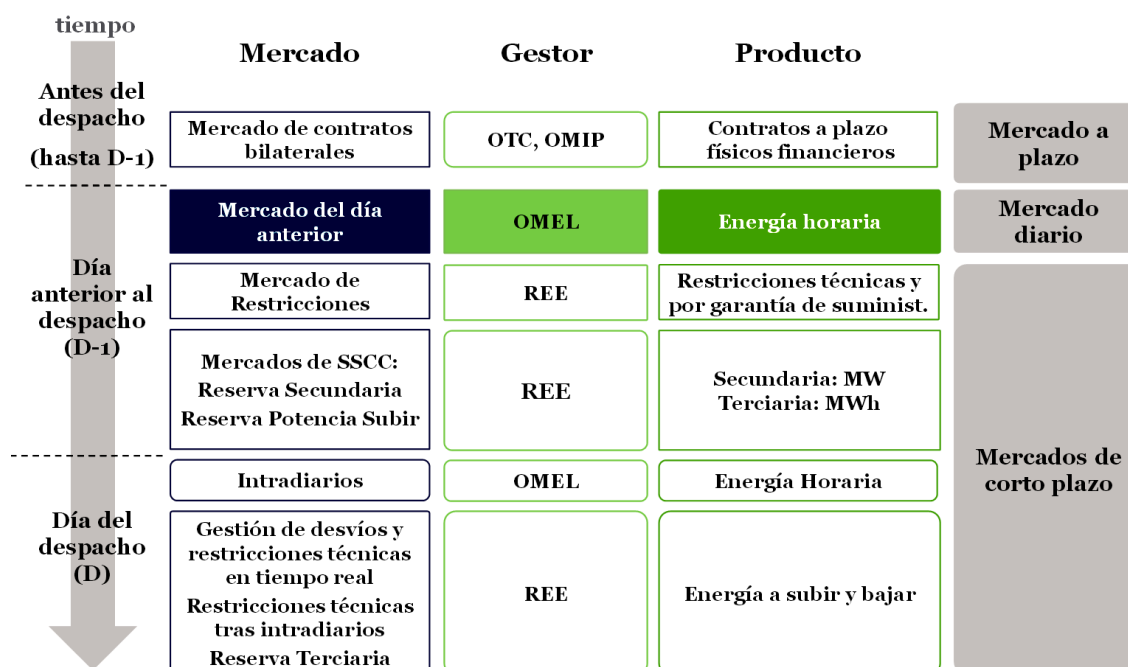


Figura 23 – Secuencia de mercados en el mercado ibérico de electricidad

Días, semanas, meses e incluso años antes del momento en que la energía sea generada y consumida, los agentes intercambian contratos con períodos de entrega de distinta duración (anual, trimestral, mensual, etc.). Estas transacciones se realizan en los llamados mercados a plazo.

Al llegar al día D-1 (un día antes de que la energía sea generada y consumida), los agentes intercambian energía para cada una de las horas del día D en el mercado diario organizado por el Operador del Mercado Eléctrico (OMIE). Además, ya dentro de las 24 horas anteriores al momento de generación y consumo, los agentes pueden ajustar sus posiciones contractuales comprando y vendiendo energía en los mercados intradiarios, también gestionados por el OMIE.

En el muy corto plazo (desde unas pocas horas hasta unos pocos minutos antes de la generación y consumo) los generadores, y en algunos casos también la demanda, ofrecen una serie de servicios al Sistema en varios mercados organizados por el Operador del Sistema (REE). Estos servicios son necesarios para que la generación iguale exactamente a la demanda en todo momento, manteniendo así al Sistema en equilibrio físico y con un nivel de seguridad y calidad de suministro adecuado.

El mercado diario está organizado de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 54/1997 [6] y Ley 24/2013 [9] (Ley del Sector Eléctrico). Sus reglas de funcionamiento están recogidas en las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción. Está gestionado por el OMIE, entidad privada cuya principal función es llevar a cabo la gestión del mercado y garantizar que la contratación en el mismo se lleva a cabo en condiciones de transparencia, objetividad e independencia.

2.7.1.- Mercados a plazo

Los mercados a plazo de electricidad son un conjunto de mercados en los que con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compra-venta de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas (semanas, meses, trimestres, años, etc.) [16].

Al llegar el día anterior al despacho de las centrales/entrega física de la energía (D-1), los agentes intercambian energía para el día D.

En el muy corto plazo (dentro de las 24 horas anteriores al momento de la entrega física de la energía), existen otros mercados en los que los agentes (generadores, comercializadores, etc.) pueden ajustar sus posiciones contractuales y en los que los generadores (y en algunos casos también la demanda) ofrecen una serie de servicios de gestión técnica al sistema.

En el largo y medio plazo, los agentes intercambian diferentes tipos de contratos, con períodos de entrega de distinta duración (año, trimestre, mes, etc.) y en diversos mercados a plazo:

- Contratos bilaterales adaptados a las necesidades de los agentes, compradores y vendedores, y con entrega física de la energía o con liquidación financiera.
- Contratación de productos estandarizados a través de mercados organizados, subastas organizadas o el conocido como “*over the counter*” (OTC). Este último no está organizado ni estandarizado y en él los agentes cierran transacciones a través de intermediarios/*brokers*, pudiendo estos ser físicos o virtuales.

Los mercados a plazo cumplen un papel crucial en un mercado liberalizado desarrollado. Efectivamente, cuando son suficientemente profundos y líquidos, permiten a los agentes compradores y vendedores gestionar sus riesgos, al tiempo que facilitan la competencia en los mercados mayorista y minorista.

Los mercados a plazo de electricidad en España son los siguientes:

- El mercado no organizado de contratos bilaterales (conocido como OTC), en el que se negocian contratos físicos y financieros.
- El mercado organizado de futuros eléctricos gestionado por el OMIP.

Cada uno de estos mercados está caracterizado por distintos grados de organización (estandarización de contratos, gestión centralizada por una entidad independiente, cámara de compensación, etc.).

El mercado de contratos bilaterales físicos es un mercado no organizado en el que los agentes compradores (principalmente comercializadores y consumidores finales) y vendedores (principalmente generadores) intercambian bilateralmente contratos diseñados en función de sus necesidades. En este mercado se intercambia actualmente un porcentaje relativamente bajo de contratos.

El mercado financiero OTC es otro mercado no organizado en el que los agentes intercambian, a través de intermediarios o brokers, contratos con liquidación financiera diseñados en función de sus preferencias y sin someterse a reglas de participación/negociación distintas de las que ellos mismos imponen.

El mercado OMIP es un ejemplo de mercado organizado. En él la liquidez es facilitada y garantizada por un conjunto de instituciones que tienden a reducir los costes de transacción. Existen procedimientos de participación explícitos y conocidos por todos los participantes, que deben firmar contratos de adhesión a las Reglas de Mercado aprobadas por la entidad que gestiona el mismo.

2.7.2.- Mercado diario

El mercado diario se celebra el día anterior al de la entrega de la energía y en él compradores y vendedores intercambian energía para cada una de las horas del día siguiente. Así, en este mercado en realidad hay 24 productos diferentes (energía en cada una de las 24 horas del día siguiente) [16]. Esquemáticamente se representa en la Figura 24.

- Los vendedores (generadores, importadores, “traders”, otros intermediarios) presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores, consumidores finales, exportadores, “traders”, otros intermediarios) presentan ofertas de compra al OMIE para cada hora del día siguiente.
- Con estas ofertas, OMIE construye las curvas de oferta y demanda de cada hora del día siguiente.
- De forma simplificada se puede decir que del cruce de las curvas de oferta y demanda resulta el precio del mercado para cada hora del día siguiente y se identifican las ofertas “casadas” (las ofertas de venta y de compra que se convierten en compromisos firmes de entrega de energía).

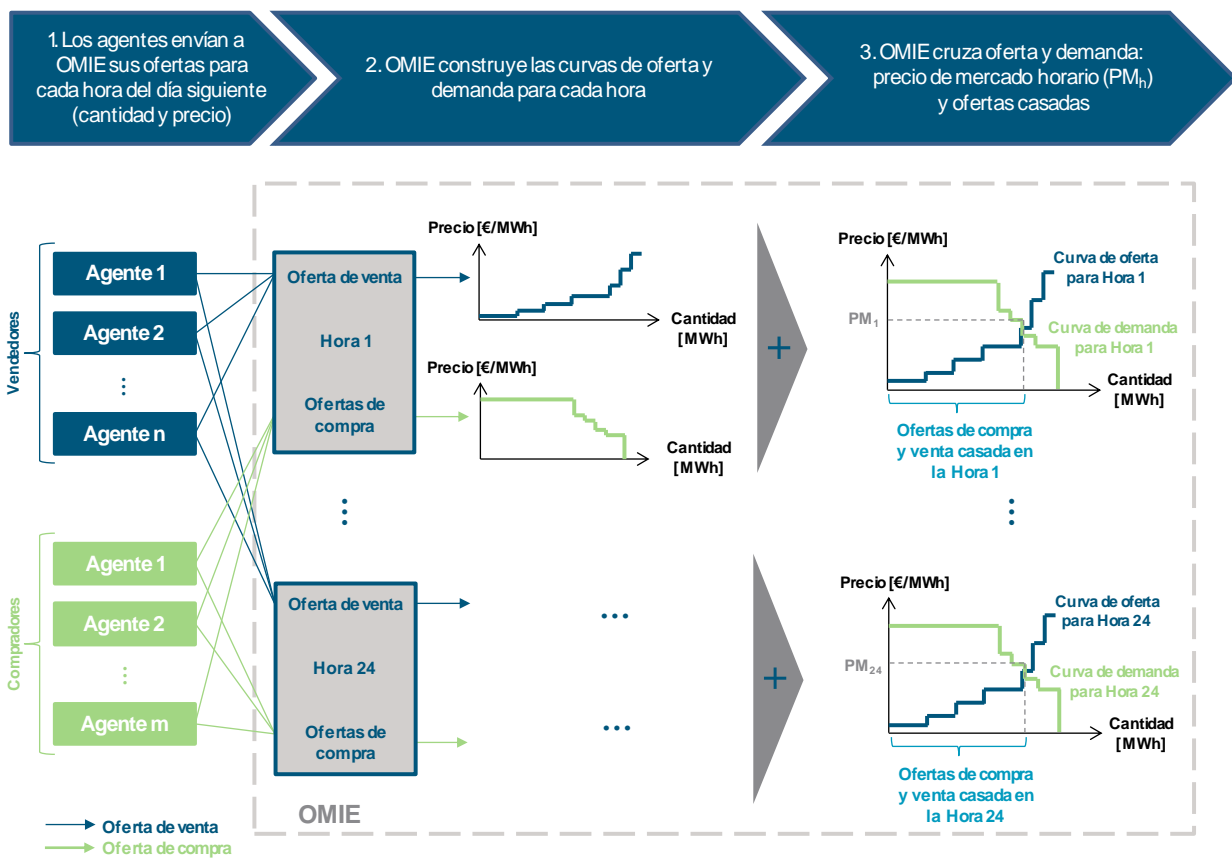


Figura 24 - Esquema de funcionamiento del mercado diario de OMIE

2.7.3.- Mercados a corto plazo

Al llegar el día D-1 (un día antes de la entrega física de la energía/despacho de las centrales), los agentes intercambian energía para el día D en el mercado diario organizado por el OMEL [16].

Además, en el corto plazo, dentro de las 24 horas anteriores al momento del despacho de la energía, los generadores y los comercializadores pueden ajustar sus posiciones comerciales comprando y vendiendo energía en los seis mercados intradiarios actualmente existentes, también gestionados por OMEL, y cuyo funcionamiento es muy similar al del mercado diario. Los periodos de ejecución de estos mercados y su secuencia, así como los horizontes a los que aplican sus resultados se muestran en el siguiente gráfico (Figura 25):

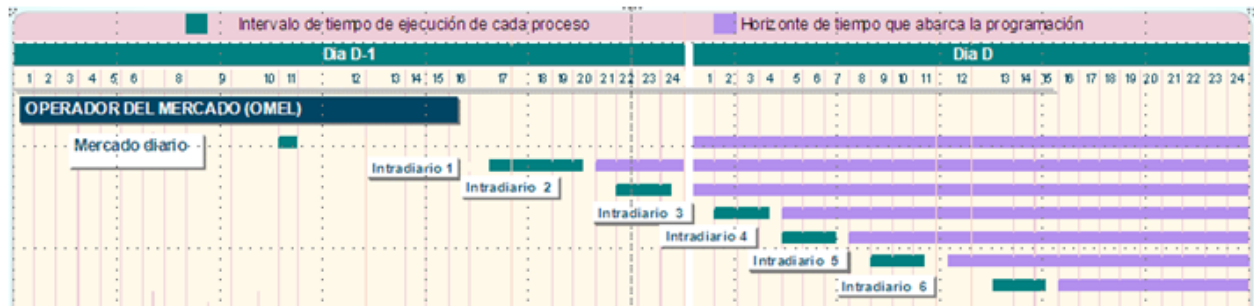


Figura 25 - Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los mercados del Operador del Mercado.

En el muy corto plazo (desde unos pocos minutos antes del despacho hasta unas pocas horas antes) los generadores (y, en algunos casos, también la demanda), ofrecen una serie de servicios al Sistema a través de varios mercados organizados por el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España; en adelante, OS). Estos servicios son necesarios para mantener el Sistema Eléctrico en equilibrio físico y dentro de un nivel de seguridad adecuado.

La operación del sistema se centra en tres tipos de actuaciones por parte del OS:

- **Gestión de restricciones técnicas.** Permite resolver las congestiones ocasionadas por las limitaciones de la red de transporte y distribución sobre la programación prevista para el día siguiente, así como las que surjan en tiempo real.
- **Gestión de los servicios complementarios.** Dentro de este concepto de servicios complementarios se consideran los siguientes aspectos: Sistema de control de frecuencia-potencia y tensión, así como Reserva de Potencia Adicional a Subir, necesarios para garantizar la calidad y seguridad del suministro en todo momento.
- **Gestión de desvíos.** Resuelve, casi en tiempo real, los desajustes entre la oferta y la demanda de electricidad.

A continuación se desarrollan estos tres conceptos con más detalle:

Gestión de restricciones técnicas. El Procedimiento de Operación 3.2 [17] define una restricción técnica como cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema producción-transporte que, por afectar a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas reglamentariamente y a través de los correspondientes procedimientos de operación, requiera, a criterio técnico del OS, la modificación de los programas de energía. En particular pueden identificarse restricciones debidas a:

- Incumplimiento de las condiciones de seguridad en régimen permanente y/o tras una contingencia, definidas en el procedimiento de operación por el que se establecen los criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del Sistema Eléctrico.

- Insuficiente reserva de regulación secundaria y/o terciaria.
- Insuficiente reserva de potencia adicional para garantizar la cobertura de la demanda prevista.
- Insuficiente reserva de capacidad para el control de la tensión en la red de transporte.
- Insuficiente reserva de capacidad para la reposición del servicio.

Una vez las empresas generadoras han realizado sus ofertas al mercado diario (24 horas antes del despacho) y una vez el agente responsable de la gestión económica del sistema (OMIE) resuelve la casación igualando la oferta a la demanda, y teniendo en cuenta los contratos bilaterales físicos, el OS realiza el proceso de análisis de restricciones técnicas de la red de transporte en el que se verifica la viabilidad del programa de generación y consumo resultante.

Para este análisis, el OS utiliza modelos de flujos de red y otros algoritmos que simulan el estado en que quedaría el Sistema Eléctrico ante determinados fallos predefinidos en ciertos elementos de la red, como son disparos de grupos generadores, de líneas y/o de transformadores, identificando así las restricciones técnicas a resolver. El OS resuelve entonces las congestiones de la red alterando el programa de generación aplicando criterios técnicos de seguridad, pero también económicos (ofertas a subir y bajar energía enviadas por los generadores al OS), pero manteniendo en todo caso el equilibrio generación-demanda.

Gestión de los servicios complementarios. Los servicios complementarios, ofrecidos por los generadores y gestionados por el OS, tienen como objetivo que el suministro se realice en condiciones de seguridad y fiabilidad en todo momento y que puedan resolverse desequilibrios entre la generación y la demanda en tiempo real. Existen tres servicios complementarios básicos, descritos en el Procedimiento de Operación 1.5. del Sistema Eléctrico:

- **Regulación Primaria:** se define como el margen de potencia en el que los grupos generadores pueden modificar su potencia generada de forma automática y en los dos sentidos, mediante la actuación de su regulador de velocidad, en caso de producirse un desvío de frecuencia. Su objetivo es la corrección automática y casi instantánea (respuesta completa como máximo en 30 segundos) de los desequilibrios de frecuencia, y deberá mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación secundaria. Este servicio es obligatorio y no tiene una remuneración adicional.
- **Regulación Secundaria o Banda de Regulación:** se define como el margen de variación de potencia en el que el regulador secundario del sistema peninsular español puede actuar automáticamente y en los dos sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto, de las contribuciones individuales de todos los grupos generadores sometidos a este tipo de regulación. Permite al OS disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (comienzo de la respuesta en no más de 30 segundos y con capacidad de mantenerse durante un tiempo de 15 minutos hasta poder ser reemplazada por la regulación terciaria) para resolver de forma automática desequilibrios significativos entre generación y demanda.

Cada día, el OS estima la ‘reserva de banda de regulación secundaria’, en términos de potencia (MW), necesaria para asegurar el suministro en condiciones de fiabilidad en caso de desequilibrios producción/consumo en tiempo real, y convoca el mercado correspondiente después de la celebración del mercado diario y del de restricciones. Las empresas generadoras, con carácter voluntario, presentan sus ofertas de capacidad disponible, asignándose la banda requerida por el OS entre éstas utilizando un criterio de mínimo coste. El coste marginal de la banda de potencia para cada hora

marca el precio con el que se remunera toda la capacidad asignada en este mercado.

El servicio de regulación secundaria es gestionado por ‘zonas de regulación’, es decir, agrupaciones de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria, a requerimiento automático del programa de control de la generación del OS, con exigencias de respuesta con constante de tiempo de 100 segundos.

En la actualidad hay diez zonas de regulación en el Sistema Eléctrico español que agrupan las centrales de generación de los agentes productores, aunque no todas las unidades de generación forman parte de una zona de regulación, quedando limitada su participación en este servicio a aquellas que cumplen los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación del OS .

El servicio complementario de reserva secundaria remunera no sólo la banda de potencia, sino también la energía eventualmente utilizada, valorada al precio de sustitución de la energía terciaria.

- **Regulación Terciaria:** está constituida por la variación máxima de potencia a subir o a bajar de todos los grupos generadores del sistema que puede ser movilizada en un tiempo no superior a quince minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante dos horas consecutivas, con objetivo de reconstruir la reserva de regulación secundaria. Es el mecanismo que tiene por objetivo que, en caso de que se haga uso de la banda secundaria por causa de una contingencia, pueda restituirse la reserva de banda.

Este servicio es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo. Así, todas las unidades de generación del sistema que pueden variar su producción en un tiempo no superior a 15 minutos y mantener la variación durante 2 horas deben ofrecer toda su capacidad excedentaria (no contratada en otros mercados o servicios) al OS.

El mercado de energía terciaria se celebra a última hora del día anterior al despacho. En él, los generadores envían ofertas por la variación máxima de su potencia a subir y a bajar. El precio de la energía terciaria utilizada a subir o a bajar es el precio marginal resultante de las ofertas realizadas por los generadores frente a una demanda (establecida por el OS según sus requerimientos) a subir o bajar respectivamente. Al contrario que en el caso de la reserva secundaria, los generadores sólo perciben ingresos por este servicio si es utilizado por el OS.

La reserva terciaria se activa de forma manual, subiendo o bajando la potencia de las centrales de generación o consumo de bombeo que hubieran ofertado al menor precio, en el caso de energía a subir, o al mayor precio de recompra de energía en el caso de energía a bajar.

La gestión de desvíos. La gestión de desvíos es el mecanismo que utiliza el OS para resolver desequilibrios entre la oferta y la demanda que puedan identificarse unas pocas horas antes del despacho, tras la celebración de cada mercado intradiario y está descrito en el Procedimiento de Operación 3.3 del Sistema Eléctrico [17].

Durante la operación normal, los agentes de producción de energía eléctrica comunican al OS las previsiones de desvíos generación-consumo originados por distintas causas, a lo que se añaden las variaciones en la previsión de producción renovable que realiza el OS. Sólo en el caso de que el conjunto de los desvíos previstos durante el periodo entre dos mercados intradiarios superen los 300 MW en media horaria, da lugar a que el OS convoque el mercado de gestión de desvíos.

Este mercado de gestión de desvíos consiste en pedir ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en el sistema. Esto es, si se considera que el sistema está corto con el programa de generación existente, se piden ofertas de mayor producción a los agentes productores para generar más energía (incluyendo al bombeo por reducir su consumo de energía), y en el caso opuesto, cuando en el sistema existe un programa largo de producción respecto a la demanda, y, por tanto, se considera que sobra energía, se piden ofertas a los generadores por reducir su programa de producción (incluyendo al bombeo por aumentar su consumo de energía).

En tiempo real (dentro de los 15 minutos anteriores al despacho), el OS tiene a su disposición, aparte de los servicios de regulación y de los mecanismos de resolución de restricciones en tiempo real, mecanismos de emergencia por los que podría obligar, en caso de extrema necesidad para el sistema, a determinadas unidades de generación a modificar sus niveles de producción.

Estos procesos que realiza el Operador del sistema, su secuencia y alcance temporal de programación se representan en la Figura 26:

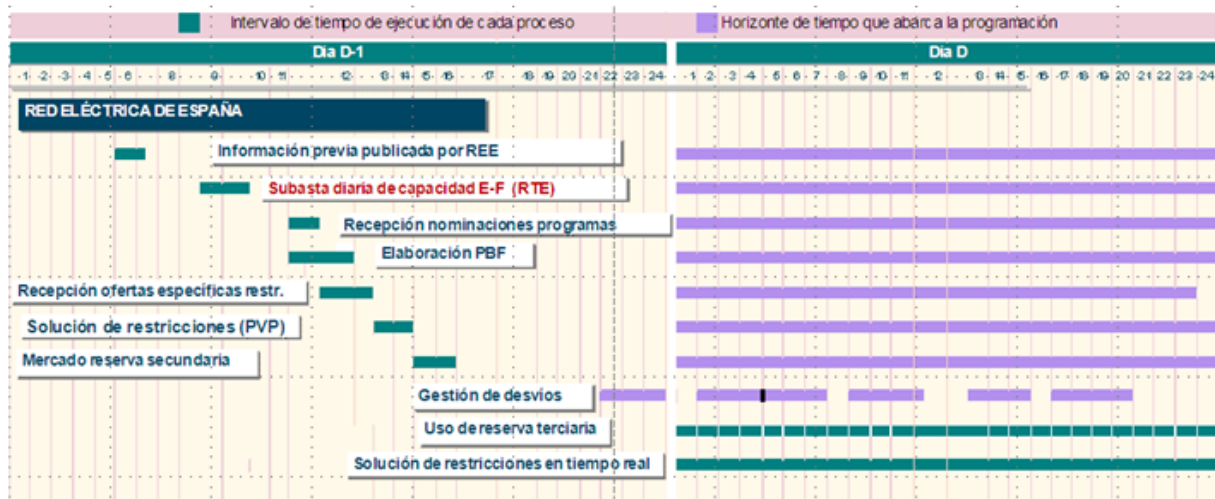


Figura 26 - Secuencia de ejecución y horizontes de aplicación de los principales mercados del Operador del Sistema.

La liquidación de los desvíos. El sobrecoste horario originado por la aparición de desvíos en el sistema que han tenido que ser gestionados por el OS (servicios complementarios de secundaria y terciaria y gestión de desvíos) es posteriormente repercutido a los agentes que se hayan comportado en contra de las necesidades del sistema. Si el desvío neto horario del sistema era a subir, significa que había más demanda que producción y, por tanto, ha sido necesario utilizar más generación o solicitar menor consumo, por lo que el sobrecoste lo pagarán aquellos agentes que hayan producido de menos en esa hora o hayan consumido de más respecto a su programa. En el caso de que el desvío neto horario del sistema sea a bajar, significa que sobra producción respecto a la demanda, por lo que los sobrecostes de los desvíos serán repercutidos a aquellos productores que hayan producido de más y a los consumidores que hayan consumido de menos respecto a su programa horario.

Finalizado el alcance temporal diario de los programas de los agentes, consumidores y generadores, se entra en los procesos de liquidación (cobros y pagos) de sus energías realmente producidas y consumidas, repercutiendo a cada uno los costes de los desvíos en que han incurrido por haber “incumplido” sus respectivos programas de producción y consumo. Así, a aquellos que se han desviado a subir en una determinada hora (generadores que han producido más que su programa y consumidores que han consumido menos que sus programas) se les repercute el coste correspondiente en caso de que ese desvío haya ido en dirección contraria a las necesidades del sistema en dicha hora (los generadores cobran un precio inferior al precio marginal de la hora por su producción adicional, y los consumidores reciben un precio inferior al precio marginal que pagaron en esa hora por su menor consumo), mientras que si su desvío fue en el mismo sentido de las necesidades del sistema, no se les repercute coste alguno (los generadores cobran el marginal y los consumidores reciben el marginal). Razonamiento idéntico es para el caso de desvíos a bajar, en los que productores han generado menos energía que su programa y los consumidores han consumido más que lo establecido en su programa.

2.7.4.- Intercambios Internacionales

Constituyen un caso particular de transacción en el mercado mayorista, con la diferencia de que cada país tiene su sistema de regulación propio, que se desarrolla en España mediante la Orden de 14 de julio de 1998 del Ministerio de Industria y Energía [18]. Estos intercambios se realizan a través de las interconexiones internacionales. Estas, están compuestas por el conjunto de líneas y elementos de la red de transporte compartidos por los dos sistemas eléctricos.

La interconexión de dos sistemas eléctricos conlleva una serie de ventajas para los sistemas eléctricos interconectados. Entre ellas podemos destacar el aumento de seguridad de suministro entre los sistemas al facilitarse las funciones de apoyo entre los mismos, la posibilidad de establecer intercambios comerciales de energía que permitan aprovechar las diferencias de precios entre los sistemas eléctricos interconectados y el aumento de la competencia en el mercado nacional fruto de la incorporación de agentes procedentes de los sistemas vecinos.

En la Figura 27 se muestra cuáles son y qué intercambios de energía se produjeron en el año 2015 en las interconexiones entre España y Portugal, Francia y Marruecos [12].

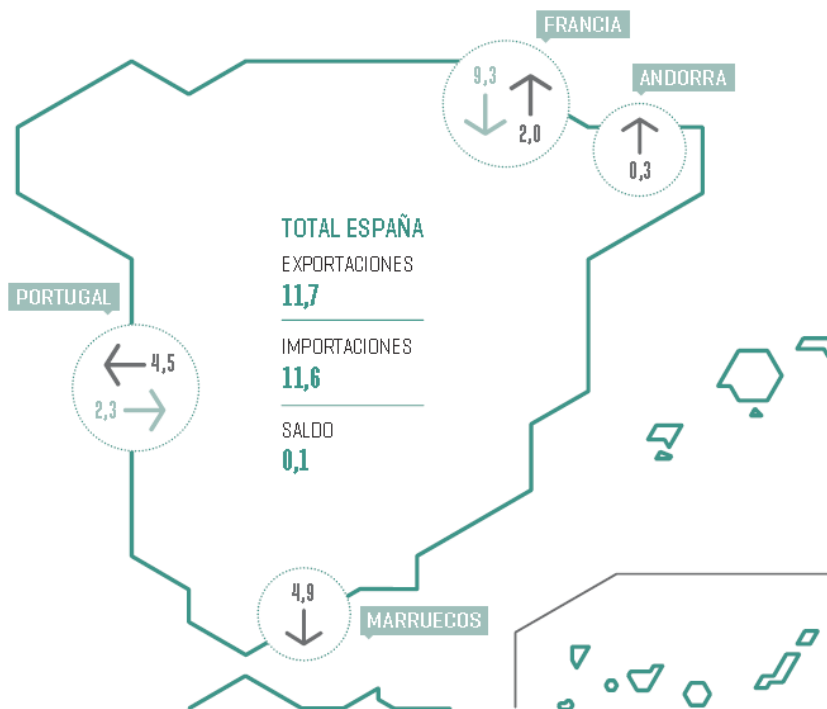


Figura 27 - Intercambios programados por interconexión en 2015 (TWh)

2.8.- Situación actual de la actividad de transporte de energía eléctrica

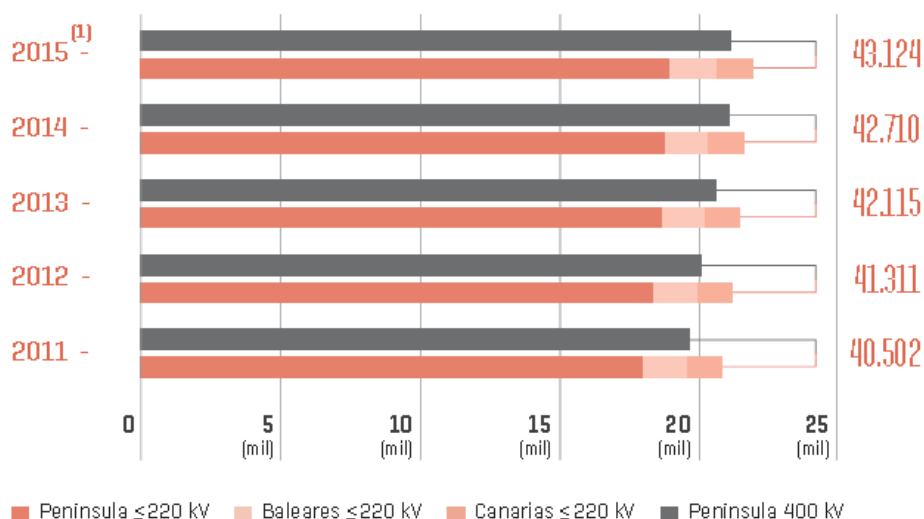
La actividad de transporte tiene por objeto llevar la electricidad desde el punto donde se genera hasta los puntos de consumo de grandes consumidores industriales conectados directamente a la red de transporte y hasta los puntos de entronque con las redes de distribución (subestaciones) a través de las cuales se lleva la energía al resto de consumidores, siempre garantizando la calidad y aumentando la seguridad de suministro.

Por definición en España, la red de transporte de electricidad está constituida por las líneas, transformadores y otros elementos de tensión igual o superior a 220 kV, aquellas otras instalaciones que, siendo de tensión inferior a 220 kV, cumplan funciones de transporte (en las islas el transporte se realiza a tensiones inferiores) y las instalaciones de interconexiones internacionales y con los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Estos activos configuran en la actualidad una red mallada, fiable y segura, que ofrece unos altos índices de calidad de servicio y que cumple una serie de funciones críticas:

- Garantizar el equilibrio y la seguridad del sistema eléctrico nacional.
- Transferencia neta de energía entre distintas subestaciones de la red, pudiendo invertirse el sentido del flujo de energía en función de las circunstancias.
- Minimización de pérdidas.
- Mantenimiento en todos los puntos de la red de los parámetros básicos (frecuencia, tensión) dentro de los límites aceptables.
- Utilización de los medios de producción óptimos en función de la topología de la demanda en cada momento.

La red de transporte está compuesta por más de 43.124 km de líneas, 5.548 posiciones de subestaciones y más de 84.724 MVA de capacidad de transformación [12].



[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Figura 28 - Evolución de la red de transporte de energía eléctrica en España (km)

Tabla 1 - Instalaciones de transporte de energía eléctrica en España – 2015

	400 kV	≤ 200 kV			Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas [km]	21.179	18.924	1.674	1.347	43.124
Líneas aéreas [km]	21.062	18.189	1.089	1.075	41.415
Cable submarino [km]	29	236	423	30	718
Cable subterráneo [km]	88	499	162	242	991
Transformación [MVA]	79.208	63	3.273	2.250	84.794

[1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso. Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2015.

Los indicadores de calidad de servicio del año 2015 muestran el buen comportamiento de la red de transporte peninsular y en los sistemas peninsulares de Baleares y Canarias [12].

Los indicadores básicos de calidad global de continuidad de suministro según el Real Decreto 1955/2000 [19] son el Tiempo de Interrupción Medio (TIM) y la Energía No Suministrada (ENS).

En el sistema eléctrico peninsular se registraron 18 interrupciones de suministro en 2015, un 25% menos que en 2014. Esta disminución se ha reflejado en la ENS que disminuye notablemente respecto al año anterior (53 MWh en 2015 frente a 204 MWh en 2014). Así mismo, el TIM con un valor de 0,11 minutos (0,44 minutos en 2014), se sitúa muy por debajo del valor de referencia de 15 minutos que establece el artículo 26.2 del Real Decreto 1955/2000 [19]. El principal incidente se produjo en Lucero 220 kV (Comunidad de Madrid) con una ENS de 20 MWh.

Tabla 2 - Evolución de los índices de calidad de la red de transporte de energía eléctrica

	ENS [MWh]			TIM (minutos)		
	Península	Baleares	Canarias	Península	Baleares	Canarias
2011	280	39	17	0,58	3,54	1,02
2012	133	7	10	0,28	0,68	0,61
2013	1.156	81	3	2,47	7,50	0,18
2014	204	13	64	0,44	1,21	3,94
2015 (1)	53	7	29	0,11	0,62	1,76

ENS: energía no suministrada. TIM: tiempo de interrupción medio. // Tiempo de interrupción medio (TIM) = Energía no suministrada [ENS] / Potencia media del sistema. // Los indicadores de continuidad de suministro presentados no incluyen la potencial influencia de incidentes que se encuentran pendientes de clasificación por estar sujetos a expediente administrativo en curso. [1] Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

2.9.- Situación actual de la actividad de distribución de energía eléctrica

La distribución eléctrica es la actividad que tiene como objetivo llevar la electricidad desde la salida de las redes de transporte hasta el consumidor final.

En España, tienen consideración de instalaciones de distribución eléctrica las líneas de tensión inferior a 220 kV que no se consideren parte de la red transporte y todos aquellos otros elementos (comunicaciones, protecciones, control, etc.) necesarios para realizar la actividad de forma adecuada y en los términos de calidad que exige la regulación.

Hasta junio de 2009, las empresas distribuidoras fueron también responsables de realizar el servicio de suministro regulado a tarifa integral para los consumidores acogidos al mismo. A partir de dicha fecha, este suministro regulado desapareció, creándose, el “Suministro de Último Recurso”, el cual era gestionado por los comercializadores de último recurso ahora comercializadores de referencia. Por tanto, en la actualidad, los distribuidores en España solo tienen relación con la actividad de distribución propiamente dicha, no pudiendo realizar ninguna actividad relacionada con actividades liberalizadas (generación o comercialización).

Las funciones del distribuidor según la normativa vigente son las siguientes:

- Construir, mantener y operar las redes eléctricas que unen el transporte con los centros de consumo.
- Ampliar las instalaciones para atender a nuevas demandas de suministro eléctrico.
- Asegurar un nivel adecuado de calidad de servicio.
- Responder en igualdad a todas las solicitudes de acceso y conexión.
- Medir el consumo.
- Aplicar a los consumidores los peajes o tarifas de acceso.
- Mantener actualizada la base de datos de puntos de suministro.
- Informar a los agentes y clientes involucrados.
- Presentar anualmente sus planes de inversión a las Comunidades Autónomas.

Dichas funciones son realizadas en las distintas zonas de distribución de cada empresa. En España, existen 5 distribuidoras de gran tamaño y más de 300 pequeñas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, que desarrollan su actividad en las zonas históricas donde han estado implantadas (Figura 29).

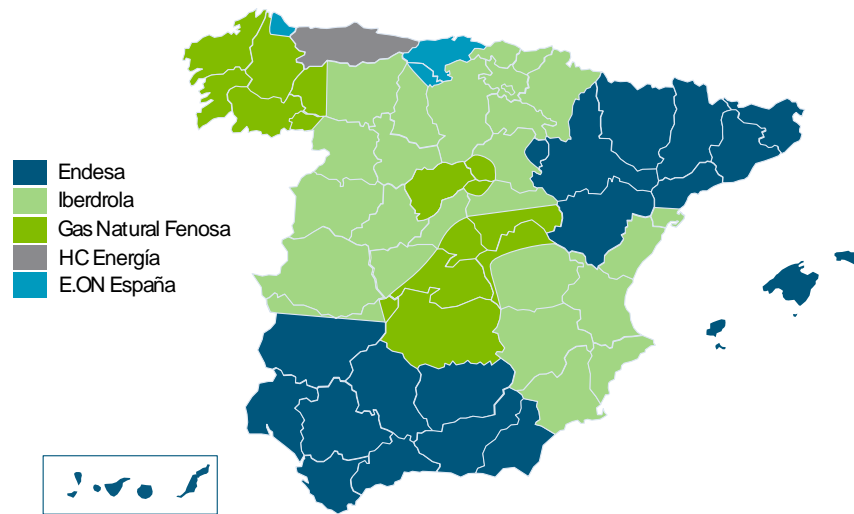


Figura 29 - Mapa de las zonas de distribución

2.10.- Situación actual de la actividad de comercialización

El suministro de electricidad consiste en la entrega de energía a clientes finales a cambio de una contraprestación económica. Esta actividad es ejercida por las empresas comercializadoras en régimen de competencia.

Estas empresas adquieren la energía en el mercado de producción y la suministran a los clientes finales, que la han de destinar a su propio consumo. Esta adquisición de energía es el principal valor añadido de la actividad de comercialización. Para ello, la empresa suministradora ha de realizar una previsión de consumo del cliente (o segmento de clientes) y planificar la adquisición de energía mediante las distintas formas de contratación (mercado diario, mercados a plazo o contratación bilateral).

Para llevar la energía al consumidor, las empresas comercializadoras hacen uso de las redes de transporte y distribución, mediante la contratación y el pago de los peajes de acceso. Las condiciones de acceso a las redes y los precios de los peajes correspondientes están regulados por la Administración, de forma que se realiza en las mismas condiciones para todas las comercializadoras.

Por lo tanto, las empresas comercializadoras son sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional según está establecido en la Ley 24/2013 [9] del Sector Eléctrico.

Estas sociedades deben cumplir los siguientes requisitos:

- Comunicar el inicio y el cese de su actividad como comercializadoras de energía eléctrica y el cese de la misma, acompañada de la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos que se establezcan reglamentariamente para el ejercicio de la misma, ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Cuando la actividad se vaya a desarrollar exclusivamente en el ámbito territorial de una sola comunidad autónoma, deberá comunicarse al órgano competente en materia de energía de la comunidad autónoma correspondiente quien, en el plazo máximo de un mes, dará traslado al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, acompañada de la declaración responsable y la documentación presentada por el interesado.
- Mantenerse en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica que se determinen en relación al suministro de energía eléctrica.
- Prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan

Las empresas comercializadoras tienen como principales obligaciones:

- Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones.
- Contratar y abonar el peaje de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final, así como abonar los precios y cargos conforme a lo que reglamentariamente se determine, con independencia de su cobro del consumidor final.

- Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado.

A estos efectos, estarán obligadas a formalizar los contratos con los consumidores que lo soliciten conforme a un modelo de contrato normalizado. El plazo de duración y el resto de condiciones del contrato se fijarán reglamentariamente.

- Las Comercializadoras de Referencia tienen la obligación de:
 - Suministrar a aquellos consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC). Tienen derecho a esta modalidad los consumidores con una potencia contratada hasta 10 kW y que deseen utilizar esta modalidad frente a una negociación bilateral con una comercializadora.
 - Realizar ofertas a los consumidores con derecho al PVPC en las que el precio del suministro de energía eléctrica sea fijo para un periodo determinado, sin perjuicio de las revisiones que procedan de los peajes, cargos y otros costes regulados.
 - Suministrar a aquellos consumidores que tengan la condición de vulnerables y
- Suministrar a aquellos consumidores que, sin tener derecho a los PVPC, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador.
- Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.
- Procurar un uso racional de la energía
- Tomar las medidas adecuadas de protección del consumidor de acuerdo con lo establecido reglamentariamente.
- Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente.
- Preservar el carácter confidencial de la información de la que tenga conocimiento en el desempeño de su actividad, cuando de su divulgación puedan derivarse problemas de índole comercial, sin perjuicio de la obligación de información a las Administraciones Públicas.
- Informar a sus clientes acerca del origen de la energía suministrada, así como de los impactos ambientales de las distintas fuentes de energía y de la proporción utilizada entre ellas.

- Informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio. A estos efectos las empresas comercializadoras deberán ofrecer a sus consumidores, la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo.
- Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador.

Por otra parte, tienen como principales derechos:

- Facturar y cobrar el suministro realizado.
- Contratar la adquisición y venta de energía eléctrica en los términos previstos en la Ley y sus disposiciones de desarrollo.
- Acceder a las redes de transporte y distribución en la forma que reglamentariamente se determine por el Gobierno.
- Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente se determinen, así como el buen uso de los mismos.

2.11.- Mercado minorista

En la actualidad, todos los consumidores tienen la posibilidad de elegir a su suministrador de electricidad. Adicionalmente, los consumidores de menor tamaño tienen la opción de ser suministrados a través de un mecanismo regulado. En particular, los consumidores de electricidad conectados en baja tensión y con una potencia contratada inferior o igual a 10 kW tienen la posibilidad de ser suministrados con un «Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)», por los comercializadores designados expresamente para ello, denominados «Comercializadores de Referencia» (COR). Dichos comercializadores son actualmente [20]:

- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- Viesgo Comercializadora de referencia, S.L.
- Gas Natural S.U.R., SDG, S.A.
- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- CHC Comercializador de Referencia S.L.U.
- Teramelcor, S.L. (Melilla)
- Empresa de Alumbrado
- Eléctrico de Ceuta Comercialización de Referencia, S.A. (Ceuta)

Asimismo, aquellos consumidores que, aun no teniendo derecho al PVPC, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro, son suministrados por un comercializador de referencia debiendo abonar una tarifa de último recurso hasta que formalicen un contrato con otro comercializador.

En 2014, los consumidores sin derecho a PVPC se encuentran prácticamente en su totalidad suministrados por un comercializador diferente al COR, y por tanto, suministrados al precio elegido entre las distintas opciones disponibles en el mercado. Por su parte, un 56% de los consumidores con derecho a PVPC (48% medido en términos de energía) se encuentra suministrado por un comercializador diferente al COR, lo que representa un incremento de 6 puntos básicos (tanto en términos de puntos de suministro como en términos de energía) respecto a la cuota del año anterior.

Todo ello lleva a que la energía suministrada por los COR vuelva a reducirse un año más, representando únicamente 14% de la energía suministrada (un 17% un año antes).

Asimismo, las cinco comercializadoras vinculadas a los grandes grupos tradicionales energéticos reducen su cuota de comercialización en el mercado libre, pasando desde el 80% en 2013 al 77% en 2014. Esta reducción se ha debido al incremento de la actividad de las comercializadoras no vinculadas (23% en 2014, frente al 20% de 2013), causado fundamentalmente por el incremento significativo registrado en su participación en el segmento de pymes donde, a 31 de diciembre de 2014, ya suministran el 21% de la energía, frente al 14% del año anterior.

Gracias a ello, los niveles de concentración continúan reduciéndose significativamente en el segmento industrial y Pymes, manteniéndose aún elevados en el segmento doméstico.

Continúa año tras año incrementándose el número de comercializadoras que suministran electricidad, pasando de 66 en 2013 a 90 en 2014, el número de empresas que cuentan con un volumen significativo de clientes. Ello muestra la capacidad que presenta el mercado eléctrico para dar entrada a nuevos suministradores.

2.12.- Estructura final del coste del suministro

Toda factura de un consumidor de energía eléctrica refleja los siguientes componentes de costes:

- Coste de Energía
- Tarifa de acceso a las redes
- Gestión del comercializador

Para el caso del mercado libre (ML) , la tarifa se calculará como:

$$ML = \text{Coste Energía en ML} + \text{Peaje de acceso y cargos} + \text{Margen Comercial}$$

En lo que respecta al mercado regulado, la tarifa (PVPC) se determinará como sigue:

$$PVPC = \text{Coste de adquisición de la energía} + \text{Peaje de acceso y cargos} + \text{Gestión Comercial}$$

Donde:

Coste de adquisición de energía: refleja el coste de producción de energía para los clientes con derecho a PVPC. Hasta finales de 2013, se calculaba en base a un procedimiento competitivo, las subastas para el aprovisionamiento del SUR: subastas CESUR. Al resultado de las subastas se incorporaban otros costes como los resultantes de la participación en los mercados spot (diario o de ajustes) y los pagos regulados de capacidad y las pérdidas. También se incorporaban los pagos de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español (OMEL) y al Operador del Sistema (REE), según la normativa de aplicación vigente en cada momento.

Sin embargo, la última subasta CESUR celebrada el 19 de diciembre de 2013 no fue validada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), como entidad supervisora de la misma, a la vista de la concurrencia de determinadas circunstancias atípicas.

Ante la necesidad de fijación de un PVPC con anterioridad al 1 de enero de 2014, el Gobierno determinó mediante el Real Decreto-ley 17/2013 [21] el precio de 48 euros/MWh para el primer trimestre de 2014.

Posteriormente, el Real Decreto 216/2014 [22] establece la metodología de cálculo de los PVPC basado en el precio horario del mercado durante el periodo al que corresponda la facturación. Este nuevo mecanismo es de aplicación a partir del 1 de abril de 2014, si bien establece un periodo transitorio máximo de tres meses, hasta el 1 de julio de 2014, para la adaptación de los sistemas por parte de los comercializadores de referencia. Durante este periodo, si tuvieran que emitir alguna factura y no tuvieran listo el nuevo sistema, aplicarán el precio fijado para el primer trimestre (48 euros/MWh).

La facturación se efectuará por el comercializador de referencia que corresponda con base en lecturas reales y considerando los perfiles de consumo salvo para aquellos suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para teled medida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, en los que la facturación se realizará considerando los valores horarios de consumo.

De este modo, el mecanismo establecido en este real decreto supone un cambio de modelo, pasando de un modelo en el que el precio del coste estimado de la energía se fijaba a priori a través de un mecanismo con un precio de futuro como era el caso de las subastas CESUR, a un mecanismo en el que el consumidor abonará el coste que ha tenido en el mercado la energía consumida en el periodo.

Por otro lado, Red Eléctrica publicará el precio promedio que se aplicará a la factura de cada consumidor en función de su periodo de facturación y la CNMC dispondrá también de un simulador de factura donde introduciendo el día inicial y final del periodo de facturación, el consumo y la potencia contratada, se obtendrá el precio final a pagar por el consumidor.

Peaje de acceso y cargos: Incorpora el precio vigente de los peajes de acceso y cargos que correspondan según el tipo de consumidor.

Los peajes de acceso son calculados por la Administración para garantizar el principio de suficiencia de ingresos para que éstos cubran todos los costes del sistema. Cuando estos peajes no son suficientes para asegurar dichos costes se produce un déficit tarifario del cual hablaremos en el siguiente apartado.

Gestión comercial: se trata de un valor establecido en la metodología de cálculo que trata de reflejar el coste de los procesos de gestión de los clientes con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.



Figura 30 – Cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

El coste de adquisición de energía. La metodología de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de electricidad refleja el coste de adquisición de la energía que tendría cualquier comercializador en el mercado libre, con el fin de no crear un déficit en su compra de energía y que los PVPC no supongan una barrera a la liberalización.

El cálculo del coste de adquisición de energía desde el 1 de abril de 2014 recoge los siguientes conceptos de coste:

- Precio horario del mercado mayorista: refleja el precio horario que se establece entre oferta y demanda en el mercado mayorista de electricidad.
- Servicios de ajuste: recoge el coste de los servicios de ajuste del sistema (resto de componentes del precio final excepto el coste en el mercado diario).
- Pago por capacidad: se aplican los valores vigentes, en función del peaje de acceso (con o sin discriminación horaria) y para cada periodo tarifario.
- Pago a otros agentes del sistema: cuantías que correspondan al pago de los comercializadores para la financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español y al Operador del Sistema, según la normativa de aplicación vigente en cada momento.
- Pérdidas estándar: se aplican los valores vigentes, en función del peaje de acceso (con o sin discriminación horaria) y para cada periodo tarifario.

Los peajes de acceso y cargos. Las redes de transporte y distribución permanecen bajo un esquema regulado, por ser actividades que, dadas sus características intrínsecas, son monopolios naturales. Por este motivo, los costes de las redes (junto con otros costes regulados del Sistema, los cargos), son repercutidos a todos los consumidores según sus características, independientemente de la forma de adquisición de su energía, a través de los peajes de acceso y cargos. Los precios los fija el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y podían ser revisados trimestralmente hasta la aprobación del Real Decreto-ley 20/2012 [23] que ha fijado su revisión anual.

El coste de gestión comercial. El coste de gestión comercial trata de reflejar el coste de los procesos de gestión de los clientes con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor. Su valor es especialmente importante, ya que se trata del único valor fijado administrativamente y que puede suponer una diferencia respecto al mercado liberalizado (Figura 31). Si el valor del coste de gestión comercial es demasiado ajustado, será difícil que los comercializadores puedan diseñar precios que mejoren el precio voluntario para el pequeño consumidor.

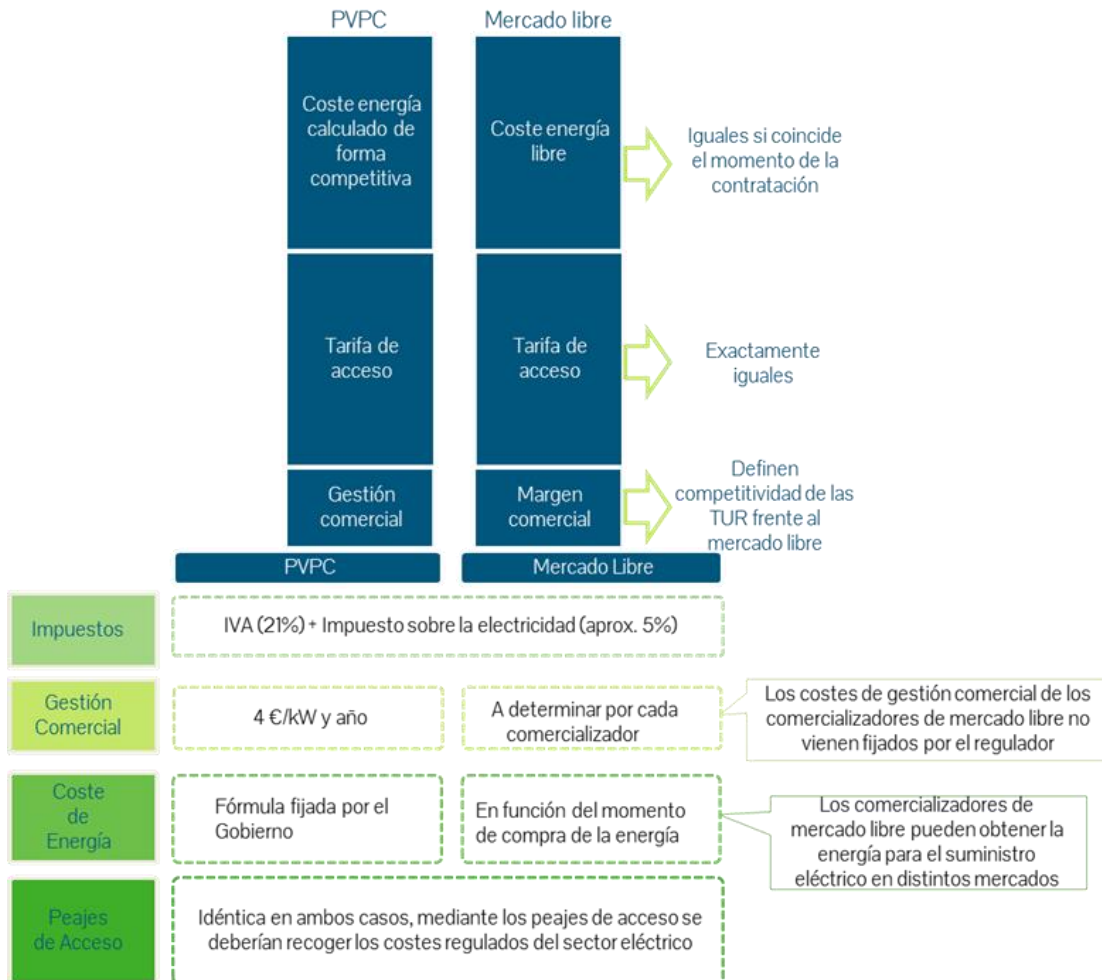


Figura 31 – PVPC vs Mercado Libre

El 1 de julio de 2009 se fijó un valor de 4 €/kW contratado/año. Esta cifra supone, para el caso de un cliente medio con 3,75 kW de potencia contratada, un importe anual de 15 €/contrato [24]. Con este importe, los comercializadores de referencia deberían gestionar el proceso de atención, facturación y cobro a los clientes, más otros procesos relacionados con la actividad, como la gestión del bono social y, además, tener un margen de beneficio razonable para la actividad. Sin embargo, este coste no ha cambiado desde que se estableció de forma transitoria en julio de 2009 [24].

2.13.- Pérdidas en las redes de transporte y distribución

Desde que la energía sale de los generadores hasta que llega a los puntos de suministro se producen una serie de pérdidas, superiores al 10% en muchos casos. Estas pérdidas son cargadas a los consumidores, y su regulación y cálculo ha variado recientemente. Este apartado revisa su origen, su cuantificación y la forma en la que se llevan a la factura del consumidor. Sorprendentemente, se señala además, que las pérdidas están aumentando en un escenario de reducción de la demanda.

2.13.1.- Origen y cuantificación de las pérdidas

Las pérdidas, desde la generación hasta los puntos de consumo se producen en las redes de transporte y distribución. Se disipa energía en forma de calor en los conductores de las líneas aéreas o subterráneas, así como en los transformadores. Los elementos de control, protección y medida, también necesitan energía para su funcionamiento, que tomarán de estas redes.

Las pérdidas más importantes de las redes son las que se producen en los núcleos de los transformadores, prácticamente constantes al depender de la tensión, y las pérdidas en conductores de transformadores y líneas, proporcionales, aproximadamente, al cuadrado de la intensidad (energía) que circula por ellos y, por lo tanto, aumentarán cuando lo haga la demanda.

La cuantificación de las pérdidas totales se realiza mediante las medidas en generación, subestaciones y puntos de suministro. Las pérdidas globales del sistema son la diferencia entre la energía generada por los productores, medida en barras de central, que es la que se ofrece en el mercado, y la energía medida en los puntos de consumo. Nótese que de esta forma se cuantificará también como pérdidas la energía consumida en los clientes fraudulentos que no abonen sus consumos, así como cualquier otro consumo que no sea medido o cuantificado.

De acuerdo con los datos del Informe de la liquidación 14 del año 2015 de actividades reguladas del sector eléctrico de la CNMC [25] y del Balance diario de REE [26], en 2015 se han generado 263 TWh, pero sólo se han consumido 236 TWh. Las pérdidas, por lo tanto han sido 27 TWh, alrededor del 10,09% de la energía generada.

2.13.2.- Valoración para comercializadores y consumidores

Para tener en cuenta las pérdidas del sistema se venían utilizando unos coeficientes de pérdidas para transpasar la energía suministrada a los consumidores, a barras de central, que dependían del peaje contratado por el consumidor. Los últimos valores publicados se encuentran en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014 [27]. Para un consumidor en baja tensión, sin discriminación horaria el coeficiente de pérdidas, del 14% podía ser interpretado de dos formas equivalentes: desde el punto de vista del comercializador, como la energía adicional que tiene que adquirir en el mercado; desde el del consumidor, como un aumento del precio de la energía, desde barras de central hasta barras del punto de suministro. Para consumidores con suministros en alta tensión los coeficientes eran, significativamente menores, y más reducidos en los períodos valle que en los períodos punta.

El coeficiente de pérdidas era el mismo para todos los consumidores que tenían un determinado peaje contratado; al igual que en los peajes, aplica el principio de unicidad, sin tener en cuenta la mayor o menor proximidad a la generación o la extensión de red de distribución que se utiliza por cada punto de suministro.

Como elemento de cierre, y dado que las pérdidas "estándar" calculadas con los coeficientes podrían ser mayores o menores que las pérdidas medidas, el Real Decreto 485/2009 [28], de 3 de abril, establecía que el saldo resultante de la diferencia entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del conjunto del sistema será considerada como un ingreso o coste liquidable del sistema, y como tal se incluirá en las liquidaciones de las actividades reguladas. A modo de ejemplo, en 2014 la imputación de pérdidas elevó los costes del sistema en 190 millones de euros, de los cuales 90 millones de euros correspondían a ejercicios anteriores [29].

2.13.3.- Nueva regulación de los coeficientes de pérdidas

La introducción de los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) se ha aprovechado para modificar la forma de cuantificar las pérdidas. La disposición adicional cuarta del Real Decreto 216/2014 [22], de 28 de marzo, establece el uso de coeficientes de liquidación horarios reales. La misma norma, ante la posible ausencia de realidad de estos coeficientes, continúa previendo una liquidación después del cierre de energía que tendrá que incorporarse como costes o ingresos del sistema de liquidaciones.

Estos nuevos coeficientes horarios reales permiten tener en cuenta las pérdidas horarias para los consumidores sujetos a precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC), bien si sus medidas horarias de consumo son medidas o son estimadas mediante perfiles.

2.13.4.- Evolución de las pérdidas en España

En la Figura 32 se muestra la evolución de la demanda en barras de central y de la demanda de consumo desde el mes de noviembre de 2007 hasta diciembre de 2014, expresada como la tasa de variación móvil de 12 meses [30].

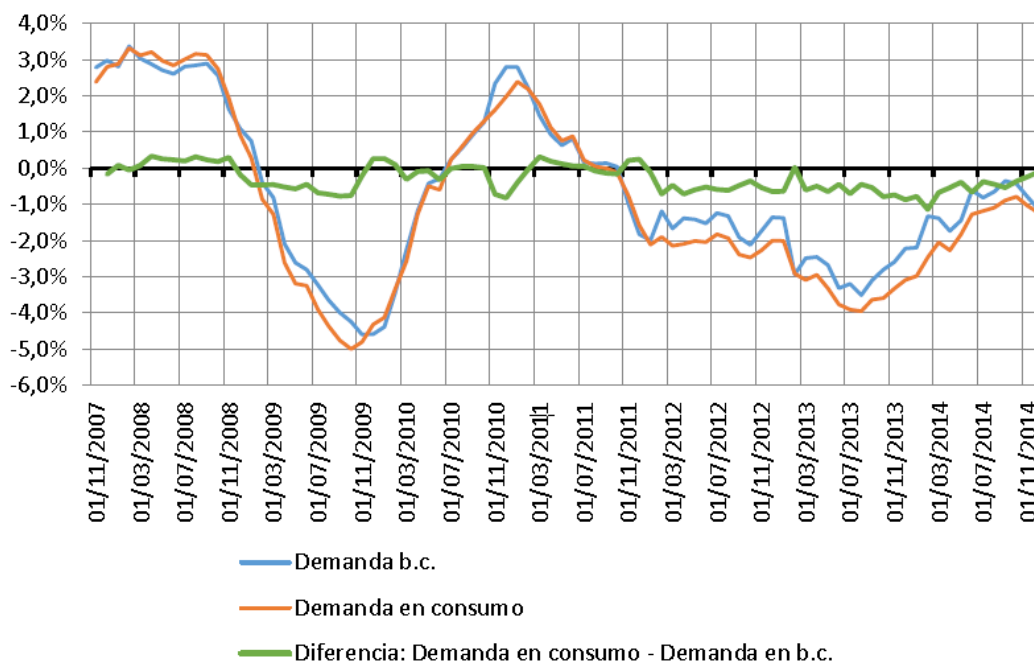


Figura 32 – Evolución de la demanda en b.c. y de la demanda en consumo. Media móvil de 12 meses

Como puede observarse, desde los primeros meses del año 2012 se observa un aumento significativo de la diferencia entre la demanda en barras de central (b.c.) y la demanda en consumo, lo que se traduce en un incremento de las pérdidas del sistema.

Centrándonos en las pérdidas de las redes de distribución, el Operador del Sistema establece que el cálculo de las pérdidas para cada distribuidor (P) se obtiene a partir de la suma de las medidas horarias de los contadores de energía de los puntos frontera de generación conectados en cada distribuidor (G) y de los puntos frontera del distribuidor con la red de transporte (T) y redes de otros distribuidores (D), descontando las medidas de los contadores de los clientes conectados en su red (C), es decir:

$$P=G+T+D-C$$

Según la CNMC [30], en lo que respecta a las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes, declaran que los considerables aumentos de las pérdidas que se vienen observando desde el año 2012 están motivados por el importante incremento de las situaciones de fraude (enganches directos a la red y manipulación de contadores).

A continuación la evolución del segmento de cierre resultante en la liquidación del OS desde su implantación en el año 2009, cuando los distribuidores dejaron de comprar energía en el mercado. Se muestran datos hasta marzo de 2014. Su valor se debe interpretar como un mayor (energía negativa) o menor (energía positiva) consumo real en barras de central (b.c.) con respecto a las medidas en contadores perfiladas e incrementadas con los coeficientes de pérdidas estándar. Podría pues entenderse como mayores o menores pérdidas con respecto a las calculadas con los coeficientes estándares de pérdidas.

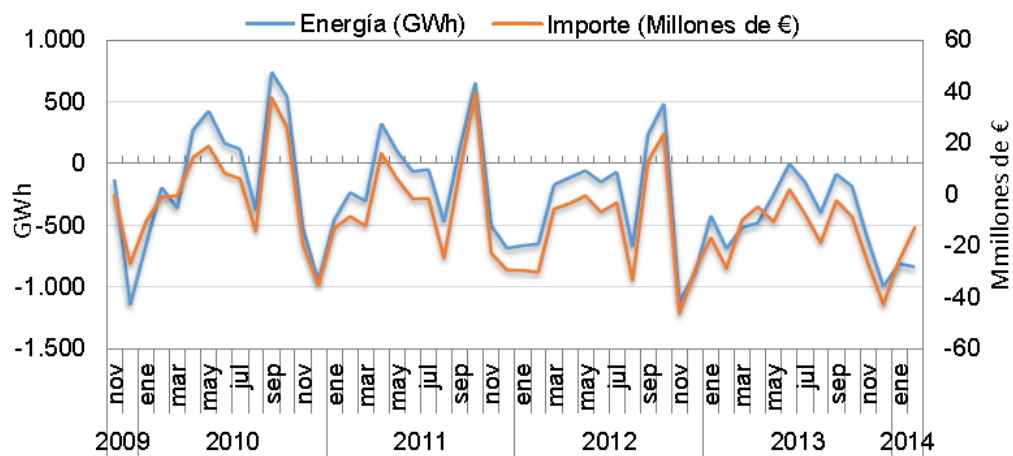


Figura 33 – Evolución mensual de la energía del cierre frente a su importe valorado a precio del mercado diario

Suponiendo que las pérdidas estándar representan un valor promedio de las pérdidas reales, se debería esperar que los valores del cierre mensual tuvieran un signo dispar, con cierto comportamiento estacional, sin grandes sesgos en términos anuales. Sin embargo como se aprecia en el gráfico anterior, son cada vez más los meses con signo de cierre negativo, representando mayores pérdidas de las esperadas. De hecho, en términos interanuales se aprecia un incremento significativo de esta energía de cierre, y un signo claramente negativo, superando los 5 TWh en el interanual de marzo de 2014, representando un importe de unos 150 M€/año (valorada esta energía al precio del mercado diario). Es decir, de acuerdo con las liquidaciones realizadas por el OS, se aprecia un claro incremento desde 2009 de la diferencia existente entre la energía facturada elevada a barras de central y la energía producida realmente.

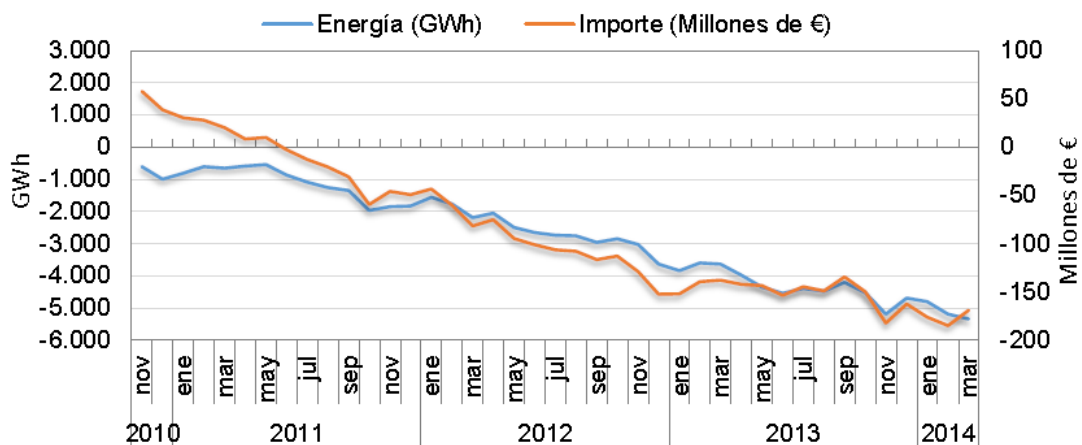


Figura 34 – Repercusión anual del cierre del mercado valorado a precio de mercado diario sobre el sistema de costes regulados

Una de las causas del incremento del porcentaje de pérdidas puede surgir del perfilado de clientes sin curva horaria, que en ocasiones da lugar a porcentajes de pérdidas inconsistentes con las demandas observadas, sobre todo en los últimos tres meses del año.

Por otro lado, las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes refieren que el aumento de las pérdidas también se ha visto influido, por las centrales de generación de carácter renovable (hidroeléctrica y eólica), que al estar ubicadas lejos de los consumos provocan un aumento de las pérdidas. Así mismo, otro de los factores que podrían haber influido es el aumento de las pérdidas de los trafos MT/BT instalados en las redes de distribución, puesto que al haberse producido una reducción de la demanda en los últimos años, las pérdidas fijas (pérdidas del Fe) adquieren un mayor peso.

No obstante lo anterior, parece ser que el aumento significativo de las pérdidas en los últimos años está motivado por un incremento del fraude en el suministro eléctrico. Es importante destacar que, según la CNMC [30], el fraude en el suministro eléctrico no es un fenómeno reciente, aunque en los últimos años se está asistiendo a un aumento de la notoriedad y a una “profesionalización” del mismo, habiendo proliferado en algunos casos el fraude organizado, incentivado por la ausencia de riesgo económico que supone cometer fraude en la actualidad.

2.14.- Déficit de tarifa

El déficit de tarifa es la diferencia entre el monto total recaudado a través de los peajes de acceso a las redes y cargos (precios regulados que fija la Administración y pagan los consumidores por acceder al Sistema) y los costes reales asociados a dichas tarifas (costes de transportar, distribuir, subvencionar determinadas energías y otras actividades y servicios que según el ordenamiento jurídico se retribuyen con cargo al Sistema).

Origen del déficit tarifario Las diferencias entre la recaudación por peajes y los costes reales correspondientes se originan básicamente por dos motivos: (i) errores de estimación y (ii) objetivos políticos/económicos de los sucesivos gobiernos, quienes en último término establecen los peajes.

Teóricamente, los peajes se determinan como la suma de los costes en que se incurre para la provisión de un servicio regulado. Dado que las tarifas se establecen antes de incurrir en ciertos costes (ya que se fijan antes de que se consuma la electricidad, frecuentemente a principios de año), el Gobierno tiene que realizar previsiones de cuál será el nivel de éstos y también de cuáles serán los volúmenes de energía que demandarán los diferentes consumidores (residenciales, industriales, etc.).

Estas previsiones están sujetas a errores de estimación. Dos ejemplos de costes que deben preverse y de posibles errores de estimación asociados a ellos serían los siguientes:

- El volumen de producción de energía renovable, cogeneración y residuos.
- La facturación por aplicación de los peajes.

El déficit tarifario se originó coincidiendo con los inicios del siglo XXI, siendo desde entonces, especialmente desde 2005, una rampa ascendente hasta el año 2014, en el que el sector eléctrico español registró el primer superávit en 14 años.

A partir de 2014 se espera que el sector eléctrico registre superávit de manera continuada en los próximos años sin necesidad de subir el precio de la tarifa de la luz hasta 2020.

La cifra de déficit del sector eléctrico español acumulado hasta el año 2014 asciende a 40.000 millones de euros aproximadamente.

3 EL MARCO NORMATIVO ESPAÑOL

EL objetivo principal de este capítulo es hacer una breve descripción de la normativa básica de aplicación al sector eléctrico en nuestro país. En el mismo se podrá tomar consciencia de la enorme cuantía normativa que inunda el sector.

3.1.- Normativa básica del sector eléctrico español

Desde el inicio del año 1998, el sector eléctrico español ha experimentado una importante transformación de la mano de las modificaciones regulatorias desarrolladas en nuestro país tras la aprobación de la Directiva 96/92/CE [31], que tenía como objetivo fundamental dar los primeros pasos para la creación de un mercado interior de electricidad en la Unión Europea a partir de la liberalización de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica.

Mediante la Ley 54/1997 [6], de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (Ley del Sector Eléctrico o LSE) se transpuso la citada Directiva al ordenamiento jurídico español, modificando de manera sustancial el marco regulador vigente hasta ese momento. El objeto básico de esta ley, como expresa su preámbulo, es “establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medio ambiente”. Los principios regulatorios en los que se basa la reforma introducida por la LSE son: a) la separación entre actividades reguladas (transporte y distribución) y aquellas que se pueden desarrollar en régimen de libre competencia (generación y comercialización), b) la progresiva liberalización de la contratación y elección del suministrador de los consumidores finales, c) la libertad de acceso a las redes de transporte y distribución mediante el pago de peajes y d) la creación de las figuras del operador del sistema encargado de la gestión técnica y del operador del mercado encargado de la gestión económica del sistema.

Posteriormente, en el año 2003, con la aprobación de la Directiva 2003/54/CE [32], las instituciones europeas dieron un nuevo impulso al proceso de liberalización del sector eléctrico. La Ley 17/2007 [33], de 4 de julio, transpuso la citada Directiva a la legislación española, aunque lo cierto es que una gran parte de estas medidas ya se encontraban incorporadas con anterioridad. La modificación más relevante de la Ley 17/2007 [33] se refiere a la eliminación de las tarifas integrales y a la introducción de la actividad de Suministro de Último Recurso (hoy llamado Suministro de Referencia). En la Figura 35 se muestran los principales desarrollos legislativos, nacionales y comunitarios, que han guiado la evolución de la regulación del sector eléctrico desde noviembre de 1997.

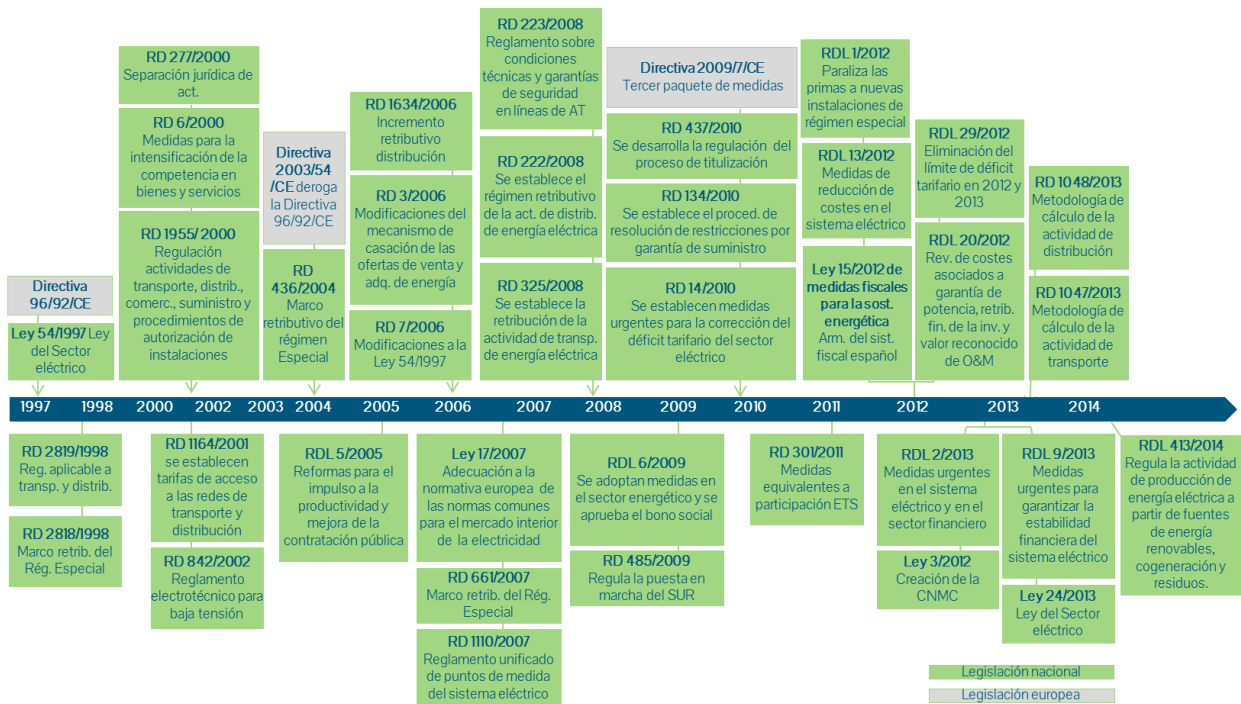


Figura 35 - Legislación básica del sector eléctrico en España.

2012 y 2013 han sido unos años con muchos cambios regulatorios en el sector eléctrico, mientras que unas medidas perseguían la reducción de costes del sistema (primero las primas al régimen especial con el Real Decreto-ley 1/2012 [34], posteriormente el resto de costes del sistema en el Real Decreto-ley 13/2012 [35], Real Decreto-ley 20/2012 [23], el Real Decreto-ley 2/2013 [36] y el Real Decreto-ley 9/2013 [37]), la Ley 15/2012 [38] busca, mediante medidas fiscales a la actividad de generación de electricidad, la recaudación de nuevos ingresos para el sistema. Todas estas iniciativas buscan resolver el grave problema del déficit tarifario del sistema eléctrico español.

El Real Decreto-ley 1/2012 [34] suprime el procedimiento de inscripción en el registro de pre-asignación, y por tanto los incentivos económicos para todas las instalaciones del régimen especial que no estuviesen inscritas en dicho registro. Además, suspende de forma indefinida los procedimientos de inscripción en el Registro de preasignación de retribución previstos en el Real Decreto-ley 6/2009 [39] y en el Real Decreto 1578/2008 [40] (para las instalaciones de energía solar fotovoltaica) y deja sin efecto la celebración de convocatorias de preasignación de retribución para los años 2012 y sucesivos.

El Real Decreto-ley 13/2012 de marzo de 2012 [35] también es un paquete normativo relevante, que afecta a la totalidad de las actividades de la cadena energética: generación, transporte, distribución, comercialización y consumo, además de modificar algunas responsabilidades y aspectos relacionados con el funcionamiento o la retribución de organismos o agentes como la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) o el Operador del Sistema Eléctrico. Impone nuevas medidas con el objetivo de disminuir los costes del sistema y la reducción del déficit tarifario a partir de 2013.

Para ello, propone, entre otras acciones, las siguientes medidas:

- Minoración de la retribución a la distribución y al transporte, que reabre el debate en cuanto al principio de seguridad jurídica.
- Reducción de un 10%, para el año 2012, tanto el volumen máximo de producción con carbón nacional por parte de las centrales adscritas a mecanismo de restricciones por garantía de suministro como el precio al que se retribuye dicha producción.

- Definición del auto consumidor como un consumidor y no como un productor, dando amparo legal a la reforma que se está tramitando sobre el autoconsumo.
- Disminución del importe que había de satisfacerse a las empresas de generación de electricidad entre otros por el concepto de garantía de potencia
- De igual forma, se adoptaron medidas para corregir la retribución de la actividad de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, a través del coste que se reconocía por la adquisición de combustible y vinculando el pago por garantía de potencia a la disponibilidad real de las plantas.

En julio de 2012 se publicó el Real Decreto-ley 20/2012 [23] por el que se aprueban diversas medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Las medidas aprobadas pivotan sobre dos ejes: la consolidación fiscal y el impulso de nuevas reformas estructurales, entre las cuales destacan:

- El establecimiento de que los costes fijos y variables de las centrales de generación en régimen ordinario que se produzcan en los sistemas insulares y extrapeninsulares que resulten de la aplicación de las revisiones establecidas en el Real Decreto-ley 13/2012 [35] serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2012.
- Adicionalmente a esta medida se toman las siguientes: se elimina la retribución de los gastos de naturaleza recurrente incluidos en el cálculo de la garantía de potencia; se revisa la tasa para el cálculo de la retribución financiera de la inversión, que se corresponde con el valor de los Bonos del Estado a 10 años más 200 puntos básicos, en lugar de los 300 puntos anteriores; y se reducen un 10% los valores unitarios de los costes reconocidos de operación y mantenimiento fijos.
- La obligatoriedad de imponer a los peajes de acceso y a las tarifas de último recurso un suplemento territorial que cubrirá la totalidad del sobrecoste provocado por los tributos autonómicos y que debe ser abonado por los consumidores ubicados en el ámbito territorial de la respectiva Comunidad Autónoma.
- Reducción de un 3,15% adicional de la retribución de la actividad de transporte respecto a la establecida en el Real Decreto-ley13/2012 [35] como consecuencia de cambio de criterio en la retribución a la inversión.
- La eliminación de la revisión trimestral de los peajes de acceso.
- En diciembre de 2012 se aprobó la Ley 15/2012 [38] de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Esta Ley destaca por la creación de tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (7%), el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Adicionalmente, crea un canon por utilización de las aguas continentales (22%) para la producción de energía eléctrica; se modifican los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón, suprimiéndose además las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil.

- Además, esta Ley establece que los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de cada año destinarán un importe equivalente a la estimación de la recaudación anual de esta ley a financiar los costes del Sistema Eléctrico, así como los ingresos estimados por la subasta de derechos de emisiones de CO₂ (con un máximo de 500 M€).
- Por último, modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico [6] para excluir del régimen primado a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables.

En los Presupuestos Generales del Estado para 2013, Ley 17/2012 [41], el Gobierno introdujo dos medidas relativas al sector eléctrico: suspende para 2013 el mecanismo de compensación establecido para los costes insulares y extrapeninsulares, de modo que los costes de 2012 correrán a cargo de la tarifa eléctrica no siendo financiados con los presupuestos de 2013; y, establece que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará un importe a financiar el fomento de energías renovables, este importe será la suma de la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la ley 15/2012 [38] más el 90% del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 M€. El 10% restante, con un máximo de 50 M€, se afecta a la política de lucha contra el cambio climático.

El paquete regulatorio de diciembre de 2012 termina con la aprobación del Real Decreto-ley 29/2012 de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para empleados de hogar y otras medidas de carácter económica y social [42], entre las que se cuelean dos medidas en el capítulo III que afectan al sector eléctrico:

- Se suprimen los límites para el déficit de la tarifa eléctrica que el Real Decreto-ley 14/2010 [43] fijó en 1.500 millones de euros en 2012 y cero a partir de 2013.
- Se corrige o suprime del régimen económico primado para las instalaciones de régimen especial (renovables y cogeneración) que incumplan las obligaciones requeridas para su inscripción definitiva en el registro de preasignación.

2013 comenzó también con nuevas medidas urgentes aprobadas por el gobierno en el Real Decreto-ley 2/2013 de medidas urgentes en el Sistema Eléctrico y en el sector financiero [36], donde se establecen nuevos ajustes en costes del sector eléctrico:

- Se limita la capacidad de elección de opción de venta de energía a mercado, al impedir que las instalaciones de régimen especial que se acojan a la venta en mercado libre puedan luego acogerse a la venta en tarifa regulada.
- Las instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador mantendrán su retribución fijada en concurrencia competitiva.
- Se suprime la prima de referencia existente hasta ahora (así como los límites superior e inferior del precio de producción) y se fija una tarifa regulada para estas instalaciones (renovables y cogeneración).
- La actualización de retribuciones de actividades reguladas del Sistema Eléctrico vinculadas al Índice de Precios al Consumo (IPC) - actividades de transporte, distribución, tarifas y primas del Régimen Especial-, pasarán a efectuarse con el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.

Además, el 13 de julio se publicó el Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico [37] y que forma parte de un amplio paquete regulatorio cuyo fin principal es dotar de estabilidad financiera al sistema eléctrico y en el que destacan las siguientes medidas:

- En las metodologías de retribución de las actividades reguladas se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.
- Deroga los sistemas retributivos del régimen especial, habilitando al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. El nuevo régimen económico se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional específica compuesta por:
 - ✓ Un término por unidad de potencia instalada (€/MW) que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de energía.
 - ✓ Un término a la operación (€/MWh) que cubra, en su caso, la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo.

Para aquellas instalaciones que a la fecha de la entrada en vigor del RD-Ley 9/2013 [37] tuvieran derecho a un régimen económico primado, la rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a 10 años incrementada con un diferencial de 300 puntos básicos. Se procede a la supresión del complemento por eficiencia para las instalaciones que estuvieran percibiéndolo y de la bonificación por energía reactiva.

- Modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico [6] a fin de introducir una serie de principios retributivos adicionales para el transporte y distribución de energía eléctrica. En primer lugar, se señala que en las metodologías de retribución de estas actividades se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos para todo el territorio español. En segundo lugar, se afirma que estos regímenes económicos permitirán una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo. En aplicación de este último principio, se establecen las retribuciones de estas actividades para distintos frentes temporales:
 - ✓ 1 enero 2013-12 julio 2013: la parte proporcional de la retribución provisional fijada en la Orden IET/221/2013 [44] pasa a ser definitiva.
 - ✓ 13 julio 2013-31 diciembre 2013: retribución conforme a una formulación y se fija la tasa de retribución en 100 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma.
 - ✓ A partir 2014: retribución conforme a una formulación y se fija la tasa de retribución en 200 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma.

- Modifica la regulación de los pagos por capacidad, reduciendo el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo a 10.000 €/MW/año. A su vez, se alarga el plazo de cobro al doble del que resta para cubrir el periodo de 10 años anteriormente establecido. Por otro lado, se limita la aplicación de este incentivo a las instalaciones de producción que obtuvieran el acta de puesta en servicio definitiva con anterioridad al 1 de enero de 2016.
- Financiación a cargo de los Presupuestos Generales del Estado del extracoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares. Los extracostes derivados de las actividades de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares serán financiados en un 50% con cargo a los Presupuestos Generales del Estados. El Ministerio estimó esta cifra en 900 M€ para 2013 aunque esta medida no se llegó a aplicar.
- Incremento del aval al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). Se incrementa el límite total de avales de la Administración General del Estado a otorgar en el ejercicio en curso por importe de 4.000 M€, modificando la Ley 17/2012 de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013 [41]. Adicionalmente, establece que en 2012, la liquidación de las actividades reguladas tuvo como resultado un déficit de 5.609 millones de euros, superior en 4.109 millones de euros al ex ante previsto en el Real Decreto-ley 14/2010 [43].
- Se establece la asunción del coste del bono social a las matrices de las sociedades verticalmente integradas en las actividades del sector eléctrico. El reparto del coste será en función del número de suministros conectados a las redes de distribución y el número de clientes a los que suministra la comercializadora.
- Se establece un tipo reducido de 0,15 €/GJ para el carbón destinado a usos con fines profesionales, siempre y cuando no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica.
- Se habilita al Ministerio a realizar revisiones de los peajes de acceso con una periodicidad máxima trimestral. Este incremento de los peajes supondrá un ingreso adicional aproximadamente de 900 M€ para el sistema.
- Se crea el Registro Administrativo de régimen retributivo específico (obligado para las instalaciones que quieran percibir la retribución específica) y el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

A finales de 2013, se publicó la nueva Ley del Sector Eléctrico, la Ley 24/2013 [9] como consecuencia de todos los cambios acontecidos en el sector desde 1997, la imposibilidad de garantizar el equilibrio financiero del sistema eléctrico y la reciente dispersión normativa. La Ley 24/2013 [9] establece la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica y de adecuarlo a las necesidades en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste para los consumidores. Entre las principales novedades con respecto a la Ley 54/1997 [6], destacan:

- Consideración del suministro de energía eléctrica como servicio de interés económico general, frente al anterior de servicio esencial.

- Establece como principio rector el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, limitando los desajustes por déficit de ingresos de tal forma que su cuantía no podrá superar el 2% de los ingresos estimados para ese ejercicio y la deuda acumulada por desajustes no podrá superar el 5% de dichos ingresos.
 - ✓ En el caso de que no se cumplan dichos límites se revisarán los peajes o cargos que correspondan.
 - ✓ La parte del desajuste que no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por todos los sujetos del sistema de liquidación en función de los derechos de cobro que generen.
 - ✓ A diferencia del sistema anterior, estos desfases no serán financiados exclusivamente por los grandes operadores y los derechos de cobro correspondientes a déficit de ingresos no podrán cederse al Fondo de Titulización del Déficit del sistema Eléctrico desde el 1 de enero de 2013.
 - ✓ Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas en las liquidaciones correspondientes a los 5 años siguientes reconociéndose un tipo de interés equivalente al de mercado.
 - ✓ En cuanto a los superávits de ingresos que pudieran resultar se destinarán a compensar desajustes de años anteriores y mientras existan deudas pendientes de años anteriores, los peajes de acceso o cargos no podrán ser revisados a la baja.
- En relación con la planificación eléctrica, se mantiene su carácter vinculante para la red de transporte, incorporando herramientas para alinear el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico y a los principios de sostenibilidad económica.
- Para las actividades con retribución regulada, se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español.
- Para los sistemas eléctricos no peninsulares, se establece la posibilidad de establecimiento de un régimen singular para el que se tendrán en consideración exclusivamente los extracostes de estos sistemas eléctricos asociados a su carácter aislado.
- Se abandonan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial y se procede a una regulación unificada.
- El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basará en la participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. La ley precisa los criterios de prioridad de acceso y despacho para la electricidad generada mediante estas tecnologías de acuerdo con lo establecido en las directivas comunitarias. Así mismo, se consagra el principio de rentabilidad razonable y se establece el criterio de revisión de los parámetros retributivos cada seis años.

- La tasa de retribución para las actividades de red y para la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el primer periodo regulatorio, serán las establecidas en el Real Decreto-ley 9/2013 [37].
- En relación a la actividad de producción y, más concretamente, a los mecanismos de capacidad, se establece que en su caso su objetivo será dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado e incentivar la disponibilidad de potencia gestionable.
- Se crea la figura del cierre temporal de instalaciones de generación, quedando sometida al régimen de autorizaciones.
- Se establece el denominado precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) antigua Tarifa de Último Recurso (TUR) como precio máximo de referencia al que podrán contratar los consumidores de menos de una determinada potencia contratada.
- Se abandonan los conceptos de comercializadores de último recurso (CUR) y suministro de último recurso (SUR) por los del comercializador de referencia y suministro eléctrico de referencia.
- La Tarifa de Último Recurso son aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores entre los que se encuentran consumidores que tengan la condición de vulnerables (PVPC – bono social) o consumidor que sin cumplir los requisitos para la aplicación del PVPC transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador libre (PVPC + recargo). El importe de este bono será con cargo a los grupos empresariales integrados.
- Respecto al autoconsumo, la ley establece la obligación de estas instalaciones de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores.
- Para el año 2013 se reconoce la existencia de un déficit máximo de 3.600 millones de euros, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones.
 - ✓ Este déficit será financiado por los grandes operadores y generará derechos de cobro durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción.
 - ✓ Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose el tipo de interés del mercado que se fijará en la orden por la que se revisen los peajes y cargos.
 - ✓ Para la financiación de dichos déficit, los derechos de cobro correspondientes se podrán ceder de acuerdo al procedimiento que se determine reglamentariamente por el Gobierno.

Para terminar con los cambios normativos aprobados en 2013, se publicaron el Real Decreto 1047/2013 [45] y el Real Decreto 1048/2013 [46] por los que se establecen la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte y distribución de energía eléctrica respectivamente.

Finalmente, la Ley 22/2013 de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014 [47] incluye las siguientes partidas para financiar los costes del sistema eléctrico: 903 millones de euros para atender al extracoste de generación procedente de los sistema extrapeninsulares, 2.907 millones de euros procedentes de la recaudación de los impuestos de la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y 343,8 millones por el ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

En junio de 2014, se publicó el Real Decreto 413/2014 [48] que establece la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos a las que les sea otorgado. Posteriormente se publicó la Orden IET/1045/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos [49].

3.2.- Actividades reguladas y actividades en libre competencia

La explotación de las redes eléctricas (de transporte y distribución) está sujeta a significativas economías de escala, lo que hace que las mismas tengan carácter de monopolio natural, haciendo ineficiente la introducción de competencia en estas actividades. La LSE [6] estableció inicialmente la obligación de separar jurídica y contablemente dentro de las empresas eléctricas las actividades reguladas (transporte y distribución), que se prestan bajo un régimen económico y de funcionamiento regulado, de las actividades liberalizadas (generación y comercialización), que son desarrolladas por los operadores en régimen de libre competencia, rigiéndose su retribución por las leyes de la oferta y la demanda.

La Directiva 2003/54/CE [32] y su posterior transposición a la normativa española (Ley 17/2007 [33]) profundizaron en este aspecto e impusieron a los grupos verticalmente integrados la separación funcional de sus actividades, que tiene como objeto garantizar la autonomía de gestión y decisión de los responsables de las redes de transporte y distribución y preservar la confidencialidad de la información comercialmente sensible de que disponen estos responsables, de manera que no se comprometa la competencia en las actividades liberalizadas. Actualmente, son las propias empresas las que tienen que aplicar esta separación de actividades y desde el 31 de marzo de 2013 se configura como una obligación legal por la que las empresas tienen que presentar información periódicamente a la CNMC.

La actual LSE [9] y la anterior [6] con sus posteriores desarrollos legislativos han establecido y definido el papel de los diferentes sujetos participantes en el sector eléctrico (Figura 36):

- Los productores de energía eléctrica son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción. En ningún caso tendrán la condición de productores los consumidores con autoproducción de energía eléctrica. Hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013 [37] y de la nueva ley del sector [9], los productores se dividían en función de la modalidad de generación utilizada en productores del régimen especial y productores del régimen ordinario. Actualmente, se ha eliminado los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer.
- El transportista es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.
- Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.
- Los comercializadores son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores usuarios que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional. Entre ellos, los comercializadores de referencia (anteriormente los Comercializadores de Último Recurso (CUR)), designados por el regulador, se encargan de suministrar energía a aquellos consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) antes la Tarifa de Último Recurso (TUR).
- Los consumidores son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

- Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética, es decir, desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.
- El Operador del Mercado Ibérico (OMI) lleva a cabo la gestión del mercado ibérico de electricidad (MIBEL). Esta gestión distingue, por un lado, la del mercado ibérico al contado (mercado spot), que está encomendada a OMI-Polo Español, S.A. (OMIE) y, por otro, la gestión de la Plataforma de Negociación del mercado de derivados (mercado a plazo), que es responsabilidad de OMI-Polo Portugués, S.A. (OMIP).
- El operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), es una sociedad mercantil que tiene como función principal llevar a cabo las actividades asociadas a la operación técnica del Sistema Eléctrico, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de los sistemas de producción y transporte.

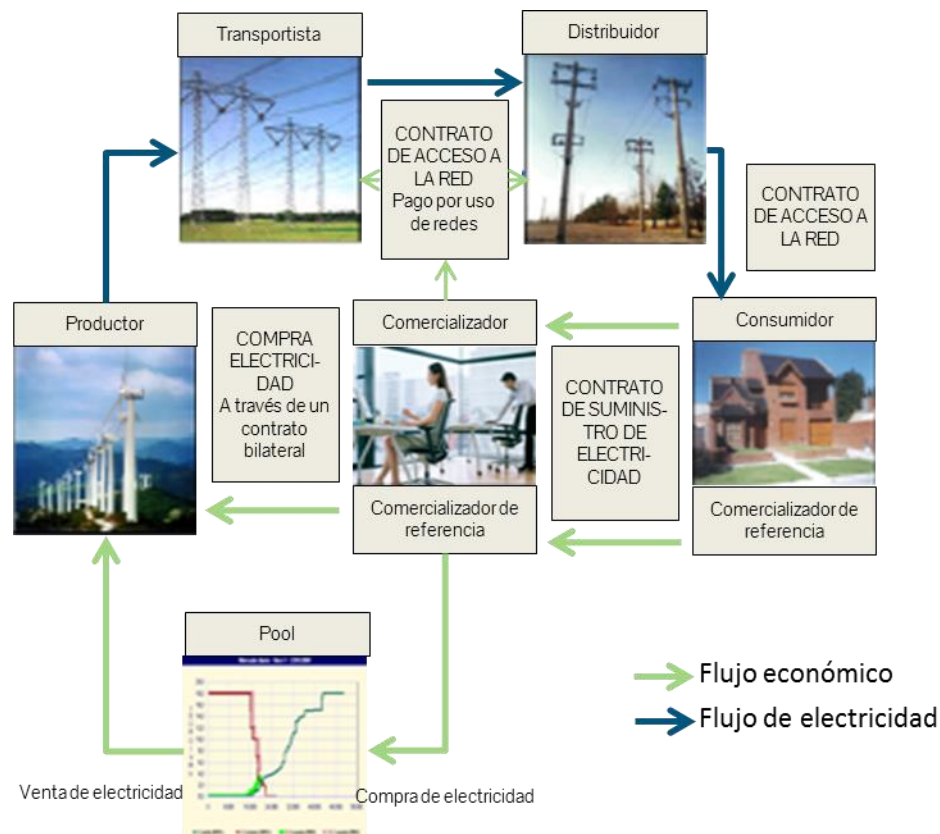


Figura 36 - Descripción simplificada de la organización del Sistema Eléctrico en España

La LSE [9] establece la libertad de acceso a las redes de transporte y distribución, de manera que los agentes (productores, comercializadores y consumidores) pueden utilizar a las redes a cambio del pago de unos peajes y cargos determinados (las tarifas de acceso) que son fijados y actualizados de manera periódica por el regulador (en el caso español por el Ministerio competente), estando los gestores de las redes obligados a aceptar las solicitudes de acceso de los agentes, excepto en los casos en que no haya capacidad suficiente en las redes para soportar el tránsito de electricidad pretendido.

En España, desde el año 2000, las sucesivas tarifas aprobadas por los Gobiernos han generado déficits tarifarios, diferencia entre el monto total recaudado por las tarifas y los costes reales del suministro. Esta falta de respeto al principio de suficiencia tarifaria genera importantes efectos negativos (incentivos ineficientes al consumo y a la inversión, carga financiera para los consumidores futuros, riesgo regulatorio, etc.)

El régimen económico del Sistema Eléctrico. Redes de transporte y distribución. De manera general, la retribución de las actividades de redes debe proporcionar a las empresas reguladas tanto el derecho a la recuperación de los costes incurridos, como una garantía razonable de percibir una rentabilidad suficiente sobre el capital prudentemente invertido. La retribución de estas actividades es fijada por la Administración teniendo en cuenta los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes en los que incurren los distintos agentes y es sufragada mediante los ingresos obtenidos por los peajes de acceso definidos por el uso de las redes. El régimen retributivo de las actividades reguladas del sector eléctrico fue definido en primera instancia por el Real Decreto 2819/1998, de 23 diciembre [50].

Distribución eléctrica. En el caso de la actividad de distribución, el Real Decreto 222/2008 [51] estableció, al comienzo de cada periodo regulatorio (4 años), una retribución base para cada empresa distribuidora. Esta retribución evoluciona a lo largo de los distintos años del periodo regulatorio en función del aumento de actividad al que se enfrenta cada una de las empresas y de las inversiones realizadas por ellas.

El Real Decreto-ley 13/2012 [35] publicado en marzo de 2012, modificó algunos aspectos de la retribución de la actividad de distribución indicando que se retribuirá en concepto de inversión aquellos activos en servicio no amortizados y fijó que el devengo de la retribución generada por instalaciones de distribución puestas en servicio en el año “n” se iniciará a partir del 1 de enero del año “n+2”. Por otro lado, se indicaba que el Ministerio debería desarrollar una normativa que vincule la retribución por los costes de inversión al valor neto de los activos en servicio.

Por otro lado, el Real Decreto-ley 2/2013 [36] publicado en enero de 2013, actualizó la retribución de la distribución, pasando a efectuarse con el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente neto de impuestos).

Posteriormente, el Real Decreto-ley 9/2013 [37], publicado en julio de 2013, modificó nuevamente la metodología de retribución de la actividad de distribución, estableciendo una retribución detallada para un período transitorio (hasta diciembre de 2014), basada en el rendimiento de las Obligaciones del Tesoro a diez años más un diferencial de 200 puntos básicos (este diferencial es de 100 puntos básicos desde la entrada en vigor del real decreto-ley hasta diciembre de 2013), y los principios para la retribución posterior. En diciembre de 2013 se aprobó el Real Decreto 1048/2013 [46] por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Transporte. Por su parte, la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica está regulada mediante el Real Decreto 2819/1998 [50] para las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008, y mediante el Real Decreto 325/2008 [52], para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. En virtud de ambos reales decretos, estas instalaciones son retribuidas, con carácter general, de acuerdo con costes unitarios estándares de inversión y de explotación (operación, mantenimiento y estructura), fijándose una retribución determinada para el capital invertido.

Sin embargo, en el Real Decreto-ley 13/2012 [35] el Gobierno ha pedido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo que elabore una propuesta de real decreto que vincule la retribución por inversión de las instalaciones de transporte a los activos en servicio no amortizados, así como establece que el devengo y cobro de la retribución generada por las instalaciones puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año n+2. Además de estas modificaciones en su retribución, en el Real Decreto-ley 20/2012 [23] aprobado por el Gobierno en julio de 2012 se reduce un 3,15% adicional la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica respecto a la establecida en el Real Decreto-ley 13/2012 [35] como consecuencia de un cambio de criterio en la retribución a la inversión, que se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera su valor neto.

Finalmente, el Real Decreto-ley 2/2013 [36] publicado en enero de 2013, actualiza la retribución pasando a efectuarse con el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente neto de impuestos).

Recientemente, el Real Decreto-ley 9/2013 [37] publicado en julio de 2013, modificó nuevamente la metodología de retribución de la actividad de transporte, estableciendo una retribución detallada para un período transitorio (hasta diciembre de 2014), basada en el rendimiento las Obligaciones del Tesoro a diez años más un diferencial de 200 puntos básicos (este diferencial es de 100 puntos básicos desde la entrada en vigor del real decreto-ley hasta diciembre de 2013), y los principios para la retribución posterior. En diciembre de 2013 se aprobó el Real Decreto 1047/2013 [45] por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

El régimen económico del Sistema Eléctrico. Generación eléctrica. Los productores de energía eléctrica incluidos en el régimen ordinario perciben ingresos por la venta de energía y capacidad en función de los precios fijados en los mercados spot y a plazo de electricidad y de servicios de ajuste (resolución de restricciones técnicas, banda secundaria, energía secundaria y terciaria, gestión de desvíos, etc.) y de algunos complementos regulados (en la actualidad, el incentivo a la inversión, por ejemplo).

El Real Decreto-ley 13/2012 [35] modifica el sistema de retribución de los costes fijos y variables de las unidades de generación del régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Concretamente, se establecen nuevos criterios que se evaluarán en la revisión del modelo retributivo.

El Real Decreto-ley 20/2012 [23] profundiza aún más en los recortes a las actividades de producción de energía eléctrica pertenecientes al antiguo régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares: se elimina la retribución de los gastos de naturaleza recurrente incluidos en el cálculo de la garantía de potencia; se revisa la tasa para el cálculo de la retribución financiera de la inversión, que se corresponderá con el valor de los Bonos del Estado a 10 años más 200 puntos básicos, en lugar de los 300 puntos anteriores; y, se reducen un 10% los valores unitarios de los costes reconocidos de operación y mantenimiento fijos.

La actividad de generación eléctrica se vio afectada por la Ley 15/2012 [38] de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, en donde se crean nuevos impuestos para el sector eléctrico y gasista con la intención de reducir el déficit eléctrico. En él, se establece un impuesto para la producción de la energía eléctrica (tanto de régimen ordinario como de régimen especial) que grava la actividad de generación y la incorporación de la energía al Sistema Eléctrico. A su vez, se crea un canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica, el cual se reduce un 90%, entre otros, para las centrales hidroeléctricas sean iguales o inferiores a 50 MW y para la energía nuclear.

El régimen económico del Sistema Eléctrico. Energías renovables y cogeneración. Los productores de electricidad incluidos en el antiguo régimen especial, gozan de un régimen económico y jurídico distinto al del resto de productores incluidos en el antiguo régimen ordinario. Estos productores podían elegir entre volcar a la red su producción a cambio de una tarifa regulada o bien venderla en el mercado (en este caso, participando directamente en el mercado o a través de un representante) y cobrando el precio del mercado más una prima fijada administrativamente. Tanto las tarifas reguladas como las primas son establecidas por la administración y se actualizan anualmente o trimestralmente, dependiendo del tipo de instalación que se trate.

En enero de 2012, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2012 [34], por el cual se suspendían los incentivos económicos para los proyectos encaminados a la instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Se suprimieron así, en el Real Decreto 661/2007 [53] todas las primas dedicadas a la actividad de producción de energía, intentando aminorar el grave problema del déficit. Además, suspende de forma indefinida los procedimientos de inscripción en el Registro de preasignación de retribución previstos en el Real Decreto-ley 6/2009 [39] y en el Real Decreto 1578/2008 [40] (para las instalaciones de energía solar fotovoltaica) y deja sin efecto la celebración de convocatorias de preasignación de retribución para los años 2012 y sucesivos.

La Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética [38], en donde se crean nuevos impuestos para el sector eléctrico y gasista con la intención de reducir el déficit eléctrico también afecta a la producción eléctrica en régimen especial.

Esta ley también excluye del régimen económico primado a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables (ya sean instalaciones híbridas o no híbridas). Estas medidas suponen costes adicionales para los operadores, que se trasladarán parcialmente a sus ofertas y que acabarán repercutiendo indirectamente en los consumidores finales.

A finales del año 2012 en relación al antiguo régimen especial, se aprobó el Real Decreto-ley 29/2012 [42] para la eliminación del límite de déficit tarifario en 2012 y 2013 en el que se corrige o suprime del régimen económico primado para las instalaciones de régimen especial (renovables y cogeneración) que incumplan las obligaciones requeridas para su inscripción definitiva en el registro de preasignación.

El Real Decreto-ley 2/2013 [36], de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero actualiza la retribución a las actividades reguladas del Sistema Eléctrico vinculadas al Índice de Precios al Consumo (IPC), que pasará a vincular al IPC subyacente neto de impuestos. En referencia a las energías renovables, se modifica el Real Decreto 661/2007, por el cual se regula la actividad de producción energética en régimen especial [53], suprimiendo la prima existente y los límites de producción superior e inferior, además de fijar una tarifa regulada para las instalaciones de renovables y cogeneración.

A su vez, se limita la capacidad de elección de venta al mercado, para evitar que los operadores del antiguo régimen especial que se acojan al mercado libre, puedan luego vender en el de tarifa regulada. Por último, se mantienen las retribuciones fijadas por las instalaciones adjudicatarias del concurso de tecnología solar termoeléctrica con carácter innovador.

El Real Decreto-ley 9/2013 [37], publicado en julio de 2013, establece una nueva metodología de retribución de las instalaciones en el antiguo régimen especial, basada en una retribución específica a la inversión y a la operación que garantiza una rentabilidad razonable definida en 300 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años.

En el Real Decreto 413/2014 [48] se concretan las propuestas realizadas en esta normativa y en la Orden Ministerial 1045/2014 [49] se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El régimen económico del Sistema Eléctrico. Comercialización. Los comercializadores que operan en el mercado libre compran energía en el mercado a precios mayoristas y venden esa energía a los consumidores a precios pactados libremente por ambas partes, que incluyen un margen por los servicios prestados.

Alternativamente, existe un régimen de comercialización regulada cuyo precio de venta es el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), que será único en todo el territorio español y es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores que asuman las obligaciones de suministro de referencia a aquellos consumidores que se puedan acoger a los mismos.

Según la ley del sector [9], el PVPC se fijará de forma que en su cálculo se respete el principio de suficiencia de ingresos, aditividad y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado. Para su cálculo se incluirán de forma aditiva los siguientes conceptos:

- El coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con base en el precio horario de los mercados diario e intradiario durante el período al que corresponda la facturación, los costes de los servicios de ajuste del sistema y, en su caso, otros costes asociados al suministro.
- Los peajes de acceso y cargos que correspondan.
- Los costes de comercialización que correspondan.
- Por último, las Comercializadoras de Referencia están obligadas a realizar ofertas anuales en las que el precio del suministro de energía eléctrica sea fijo para los consumidores con derecho a PVPC.

4 LIQUIDACIONES DE ACTIVIDADES REGULADAS. EVOLUCIÓN DE INGRESOS Y COSTES 2005-2015

El análisis del proceso de liquidaciones de las actividades reguladas es un aspecto clave y fundamental en el desarrollo de este trabajo fin de máster porque permite abordar el impacto que han tenido el comportamiento de los ingresos y costes de las actividades reguladas del sector eléctrico en el déficit de tarifa.

Por otra parte, el análisis del proceso de liquidaciones permite también comprender cómo interactúan el mercado regulado y el mercado liberalizado. Su conocimiento puede servir para llegar a realizar hipótesis sobre la evolución del mercado eléctrico.

4.1.- Introducción

El proceso y cálculo de las liquidaciones consiste, a grandes rasgos, en un proceso de reparto de los ingresos regulados del sistema. Cada céntimo de euro recaudado a través de las tarifas de acceso, entre otros ingresos regulados del sistema, se reparte entre sus destinatarios con objeto de cubrir los costes reconocidos de las actividades reguladas. Entre estos destinatarios se encuentran las empresas eléctricas que desarrollan actividades reguladas de transporte y/o distribución, OMEL, REE y la CNMC.

A través del proceso de liquidaciones es posible observar y comprender cómo mecanismos regulados son capaces de interferir con el funcionamiento de las actividades liberalizadas del sistema eléctrico.

A partir de este análisis del proceso de liquidación se puede llegar a realizar hipótesis sobre la evolución del mercado eléctrico.

Este capítulo se centra en el proceso de liquidaciones y en la evolución de los ingresos y costes que han intervenido en las mismas durante la última década.

4.2.- Liquidaciones de Actividades Reguladas

El Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento [54], regula la función de liquidación.

El organismo encargado de efectuar las liquidaciones a los agentes con derechos de cobro y agentes con obligaciones de pago de las actividades reguladas en el sistema eléctrico español actualmente es la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Este organismo, desempeña transitoriamente esta función hasta que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo disponga de los medios necesarios para encargarse del procedimiento de liquidaciones, de conformidad con la disposición adicional octava de la propia Ley 3/2013 [55] que establece que las funciones que desempeña actualmente la CNMC han de traspasarse a dicho departamento ministerial.

Es importante resaltar que las empresas de distribución no retienen los ingresos procedentes de la facturación de los peajes de acceso y cargos, sino que actúan como meros recaudadores del Sistema. Los ingresos correspondientes a estos peajes y cargos pasan a formar parte del sistema de liquidaciones de las actividades reguladas.

En este proceso de liquidaciones, se establecen los cobros y pagos que corresponden a cada uno de los distintos agentes en base a los ingresos recaudados por éstos por la aplicación de los peajes regulados y a los costes que originan las retribuciones reales que corresponden a cada uno de ellos por la actividad que realizan. De manera esquemática, el proceso se describe en la Figura 37, donde se refleja el MINETUR como encargado de realizar el proceso de liquidación aunque, como se ha mencionado anteriormente, transitoriamente es la CNMC quien realiza esta función:

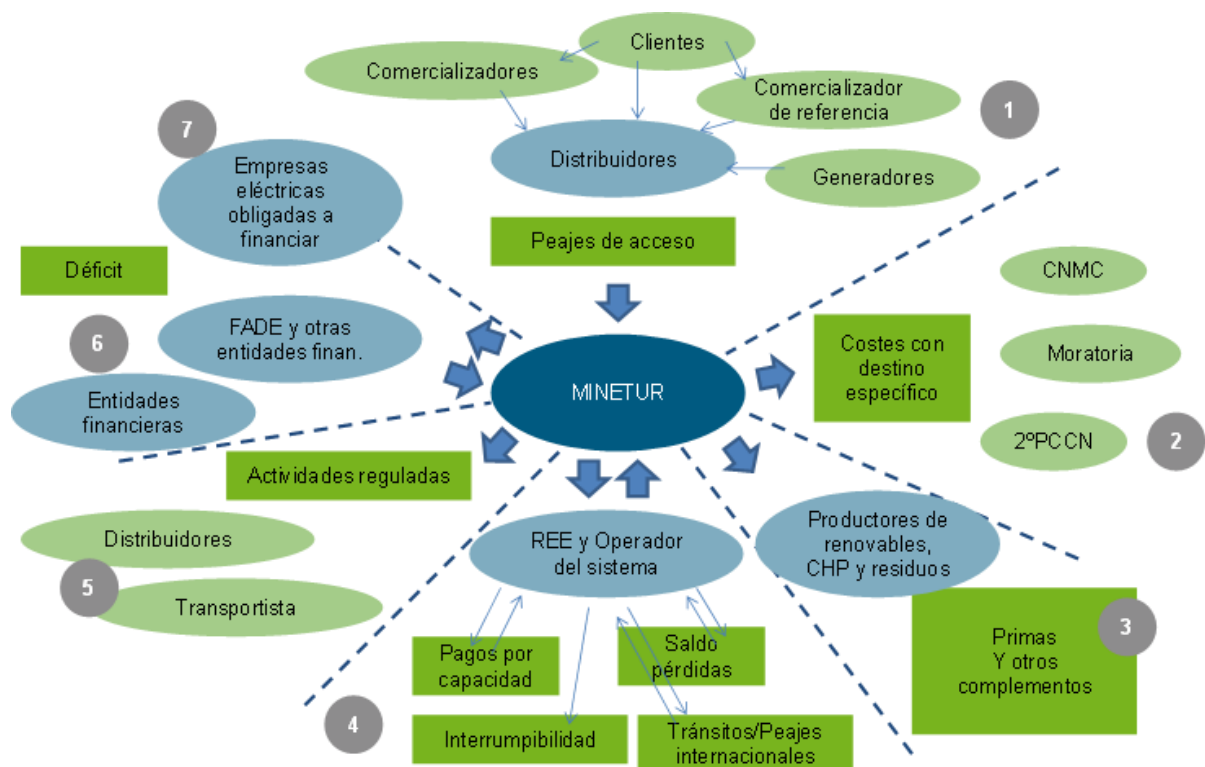


Figura 37 - Esquema de liquidación de ingresos y costes regulados

1. Los comercializadores y los consumidores directos en el mercado abonan al distribuidor los peajes de acceso y cargos que les correspondan. Igualmente, los generadores abonan a transportistas y distribuidores las cantidades resultantes de la aplicación de los peajes de acceso y cargos de las instalaciones de generación. Transportistas y distribuidores entregan las cantidades recaudadas a la CNMC.
2. La CNMC abona los denominados costes con destino específico.
3. La CNMC abona los complementos a las instalaciones de producción en régimen especial cambiado de denominación en la Ley 24/2013 [9] por instalaciones de energía renovables, cogeneración y residuos.
4. Se ajusta con Red Eléctrica el saldo de ingresos y cobros que ha realizado como Operador del Sistema (pagos por capacidad, incentivo a la inversión y disponibilidad a centrales de generación, y complemento retributivo a las centrales de carbón nacional por el proceso de restricciones por garantía de suministro, pagos por interrumpibilidad a los grandes consumidores, ajustes de los intercambios de energía internacionales y saldos de pérdidas en la red).
5. Se abona la retribución de las actividades reguladas (transporte y distribución).
6. Se abonan las anualidades para amortización de los déficits al Fondo de Amortización del Déficit (FADE) y otras entidades financiadoras.
7. Se abonan otros costes regulados, tales como bono social, desvíos de los sobrecostes extrapeninsulares, etc.

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

Anualmente se realizan 14 liquidaciones y una liquidación anual definitiva. Aunque las liquidaciones son mensuales, se realizan dos liquidaciones mensuales adicionales debido al desajuste temporal que tiene lugar entre la facturación de los peajes de acceso a los clientes y el ingreso de estos en el sistema de liquidaciones.

4.3.- Ingresos del sistema de liquidaciones

4.3.1.- Ingresos por peajes de acceso

Las redes de transporte y distribución permanecen bajo un esquema regulado por ser actividades que, dadas sus características intrínsecas, son monopolios naturales. Por este motivo, los costes de las redes (junto con los cargos) son repercutidos a todos los consumidores según sus características, independientemente de que se adquiera la energía a precio libre o precio regulado, a través de los peajes de acceso y cargos. Estos peajes son fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y deben ser revisados anualmente, aunque en circunstancias que afecten de un modo relevante a los costes regulados, el Ministerio podrá hacer revisiones con una periodicidad máxima trimestral.

Los peajes de acceso son únicos en todo el territorio español, con independencia de las particularidades económicas y geográficas de las redes en las distintas zonas en las que se ubican los consumidores, y deben ser calculados, junto con los cargos, para cubrir todos los costes del sistema exceptuando el coste de la energía y el coste de gestión del comercializador.

Los peajes de acceso están compuestos de un término de potencia (Tp) y un término de energía (Te). De esta manera, el coste del acceso depende tanto de la potencia que el consumidor tenga contratada (término fijo, debido a que las redes deben ser diseñadas para garantizar en cualquier momento el suministro de las potencias que los consumidores tienen contratadas) como del consumo que haya realizado (término variable, en función del consumo de energía que haya circulado por la red). Los peajes de acceso en vigor actualmente son los que se muestran en la Tabla 3 y Tabla 4, de aplicación desde el 1 de febrero de 2014 [27].

Tabla 3 - Peajes de acceso de baja tensión

Tarifas BT							
Colectivo de aplicación	Tp [€/kW año]	Te [€/kWh]					
		Sin DH	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3		
2.0 A	Pc ≤ 10kW	38,043426	0,044027	-	-	-	
2.0 DHA	Pc ≤ 10kW	38,043426	-	0,062012	0,002215	-	
2.0 DHS	Pc ≤ 10kW	38,043426	-	0,062012	0,002879	0,000886	
2.1A	10kW < Pc ≤ 15kW	44,44471	0,05736	-	-	-	
2.1DHA	10kW < Pc ≤ 15kW	44,44471	-	0,074568	0,013192	-	
2.1DHS	10kW < Pc ≤ 15kW	44,44471	-	0,074568	0,017809	0,006596	
Colectivo de aplicación	Tp [€/kW año]	Te [€/kWh]			Te [€/kWh]		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.0 A	Pc > 15kW	40,728885	24,43733	16,291555	0,018762	0,012575	0,00467

Tabla 4- Peajes de acceso de alta tensión

		Tarifas AT					
Colectivo de aplicación		Tp [€/kW año]			Te [€/kWh]		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
3.1A	1kV < T ≤ 36kV	59,173468	36,490689	8,367731	0,014335	0,012754	0,007805
Colectivo de aplicación		Tp [€/kW año]					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A ⁽¹⁾	1kV < T ≤ 30 kV	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
6.1B ⁽¹⁾	30 kV < T ≤ 36 kV	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
6.2	36 kV < T ≤ 72,5 kV	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
6.3	72,5 kV < T ≤ 145 kV	18,916198	9,466286	6,92775	6,92775	6,92775	3,160887
6.4	T > 145 kV	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
6.5	Conexiones internacionales	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315
Colectivo de aplicación		Te [€/kWh]					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A ⁽¹⁾	1kV < T ≤ 30 kV	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
6.1B ⁽¹⁾	30 kV < T ≤ 36 kV	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
6.2	36 kV < T ≤ 72,5 kV	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
6.3	72,5 kV < T ≤ 145 kV	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
6.4	T > 145 kV	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018
6.5	Conexiones internacionales	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

⁽¹⁾ Peajes de acceso tarifa 6.1A según IET/2444/2014, para el caso de la tarifa 6.1B según IET/2735/2015

Exceptuando las tarifas de baja tensión 2.0A y 2.1A sin discriminación horaria (DH), el precio de los términos de energía y potencia varía en función del momento o período en que se realice el consumo. Esto es así para reflejar que el consumo de energía no tiene el mismo coste en una hora punta (a la que hay mayor demanda y por tanto los costes son mayores) que en una hora valle (en la que los costes son menores). Las horas de punta, llano y valle de las tarifas de 2 y 3 periodos varían según sea verano o invierno, y son las que se detallan en la Figura 38. Estos términos recogen los recientes cambios de estructura de la tarifa, que dan más peso al término de potencia (con incrementos superiores a 150% para la tarifa 3.0 A, de consumidores de más de 15 kW de potencia contratada en BT, e inferiores para el resto de tarifas respecto a los valores anteriores) y menor peso al término de energía (reducción de un 73% en el caso de la tarifa 3.0 A y en menor medida el resto de tarifas respecto a los valores anteriores).

El 1 de octubre de 2011 entraron en vigor los nuevos tipos de tarifas de acceso supervalle aplicables a suministros en baja tensión (1 kV o menos), la 2.0 DHS, para consumidores con una potencia contratada menor o igual a 10 kW, y la 2.1 DHS, para los que tienen una potencia contratada mayor que 10 kW y menor o igual a 15 kW. Estas tarifas de acceso están diseñadas especialmente para la actividad de los gestores de cargas del sistema, agentes que ofrecen servicios de recarga energética.

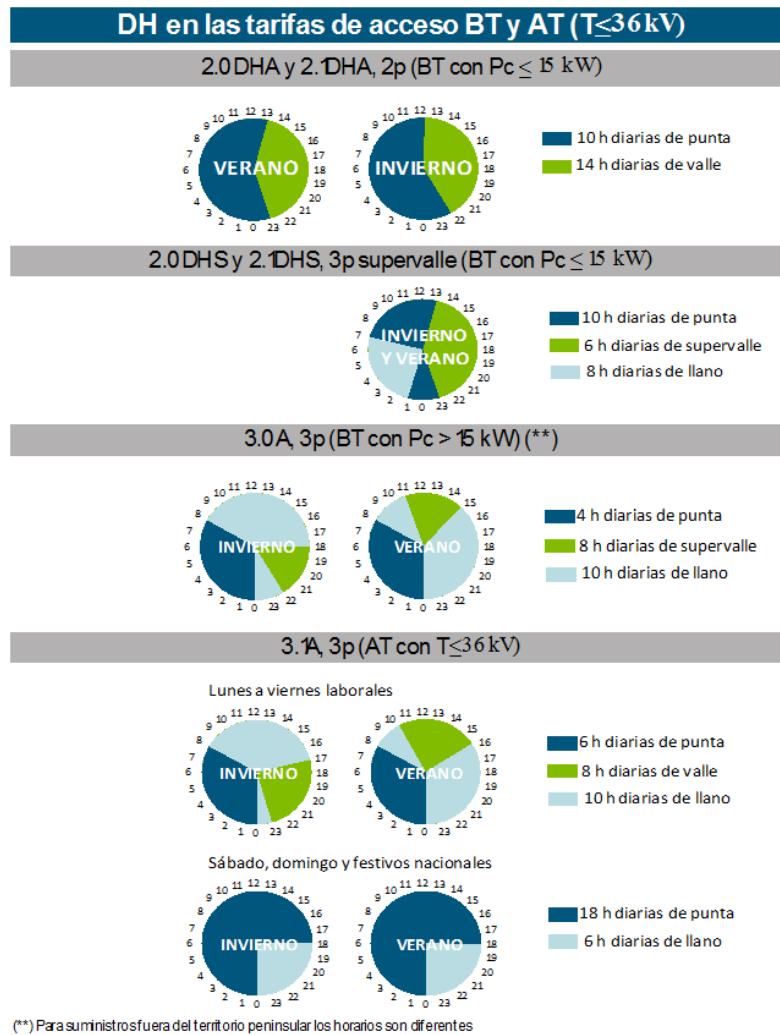


Figura 38 - Periodos de consumo punta, valle y llano

Ingresos por peajes de acceso. La energía realmente consumida, medida en los contadores de los consumidores, es facturada a los peajes previamente establecidos. Si el consumo real es distinto al previsto en el momento de fijar los peajes, el volumen de ingresos facturado será diferente, pudiendo dar lugar a un déficit (si la previsión es mayor de la realidad) o un superávit (si la situación es inversa).

En España, y desde el año 2000, los sucesivos peajes aprobados por los gobiernos han generado reiteradamente déficits de tarifa, que se han ido acumulando (Tabla 5). Considerando el plazo de tiempo en el que este fenómeno se viene observando, se podría concluir que las previsiones de coste utilizadas para determinar los peajes no han sido objetivas. Es decir, las previsiones de costes habrían sistemáticamente subestimado los costes reales.

Tabla 5 - Efecto del incremento en las tarifas de acceso en 2006-2013 sobre la facturación total en ese periodo

	abr-11 Oct. 2011	ene-06 Oct. 2011	Oct. 2011 Enero 2012	abr-12 ene-12	abr-12 ene-13	Enero2006 Enero2013
2.0A	0,00%	61,10%	39,40%	-22,80%	0,00%	73,30%
2.1A	0,00%	91,20%	20,60%	-7,30%	0,00%	113,70%
2.0DHA	0,00%	2,90%	39,40%	-22,80%	0,00%	10,70%
2.1DHA	0,00%	24,30%	20,60%	-7,30%	0,00%	38,90%
3.0A	0,00%	31,20%	20,60%	-7,30%	0,00%	46,70%
Total BT	0,00%	50,70%	33,10%	-18,10%	0,00%	64,20%
3.1A	0,00%	106,10%	6,60%	0,00%	0,00%	119,60%
6.1	0,00%	85,00%	6,60%	0,00%	0,00%	97,10%
6.2	0,00%	13,30%	6,60%	0,00%	0,00%	20,70%
6.3	0,00%	-5,50%	6,60%	0,00%	0,00%	0,70%
6.4	0,00%	-40,80%	6,60%	0,00%	0,00%	-36,90%
Total AT	0,00%	59,20%	6,60%	0,00%	0,00%	69,60%
Total	0,00%	52,90%	26,20%	-14,10%	0,00%	65,60%

Los ingresos brutos por peajes de acceso del sistema de liquidaciones resultan de la aplicación a la energía facturada en cada año a los consumidores los precios de los peajes de acceso vigentes en cada año, que actualmente son los que se muestran en la Tabla 3 y Tabla 4.

Los ingresos brutos por peajes de acceso incluyen adicionalmente los ingresos por peajes internacionales, los ingresos por compensaciones entre los transportistas intracomunitarios (ETSOs), ingresos por ajustes por sentencias e ingresos del peaje trasvase Tajo-Segura.

A estos ingresos brutos por peajes de acceso se descuentan las cuotas con destinos específicos y los costes de seguridad y diversificación del abastecimiento para determinar los ingresos netos por peajes de acceso. Dichas cuotas y costes se aprueban en la orden de tarifa correspondiente a cada año y suponen un porcentaje sobre los ingresos brutos por peajes de acceso.

La cuantía de los costes con destinos específicos que, de acuerdo con el capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento [54], deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes, para el año 2015 son los siguientes:

Tabla 6 - Cuotas con destinos específicos según Orden IET/2444/2014

	% Sobre peaje de acceso
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico)	0,150
– Moratoria nuclear	0,447
– 2.ª Parte del ciclo de combustible nuclear	0,001
Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.	2,065

Históricamente estos costes y cuotas han ido modificándose, incluyendo unos conceptos u otros según las distintas políticas del sector eléctrico establecidas por el regulador en cada momento.

En la Figura 39 se puede observar cómo han ido evolucionando estos ingresos brutos por peajes, ingresos netos y cuál ha sido la energía en consumidor final facturada por este concepto en la última década.

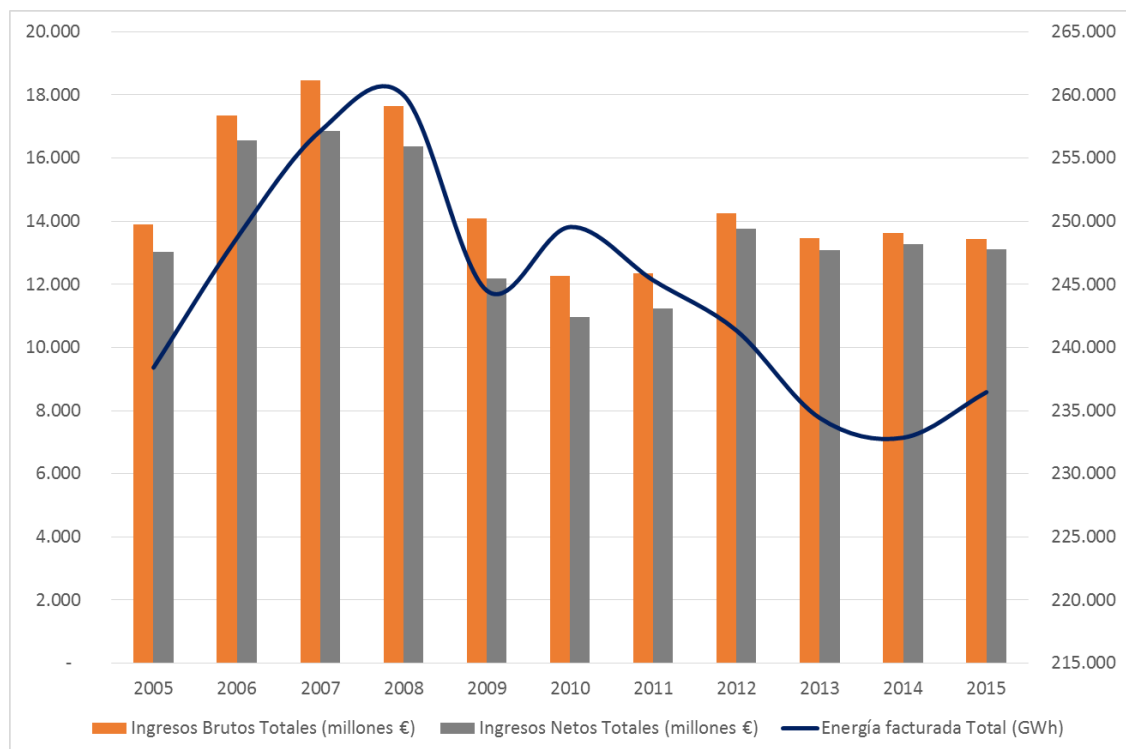


Figura 39 - Evolución de Ingresos por peajes de acceso y energía facturada en consumidor final 2005-2015

En la evolución que se muestra en la Figura 39 cabe destacar dos hechos significativos:

- Se puede observar la brusca caída del consumo en el año 2009, principalmente fruto de una caída de demanda del 5,8% en ese mismo año.
- La reducción que han tenido las cuotas con destinos específicos a lo largo de la última década, entendiéndose como la diferencia entre los ingresos brutos totales y los ingresos netos totales.

4.3.2.- Ingresos del tesoro procedentes de impuestos medioambientales (Ley 15/2012)

Con el objeto de atajar el déficit de tarifa, y como continuación a otras medidas, el 27 de diciembre de 2012 se aprobó la Ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad del sector energético [38], de carácter recaudatoria y mediante la cual se regularon tres nuevos impuestos:

- Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.
- Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación nucleoelectrónica.
- Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas.

Adicionalmente, la Ley incluía otras medidas:

- Se crea un canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica.
- Se modifican los tipos impositivos del gas natural y el carbón.
- Se suprimen las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración y calor útil.
- Se establece que las Leyes de Presupuestos del Estado de cada año destinarán para financiar los costes del sistema eléctrico un importe equivalente a la suma de:
 - La recaudación anual derivada de los tributos y cánones de la ley.
 - El ingreso por la subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 500 millones de euros. Posteriormente dicha cuantía se reduce a 450 millones de euros.

Posteriormente, la Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras [56], introduce ciertas modificaciones relativas al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica.

Los impuestos regulados por la Ley a incluir como ingreso liquidable en el sistema de liquidaciones son los siguientes:

- Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica:
 - ✓ Hecho imponible: Producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica medida en barras de central en península y SEIEs.
 - ✓ Base imponible: Importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción.
 - ✓ Tipo impositivo: 7%

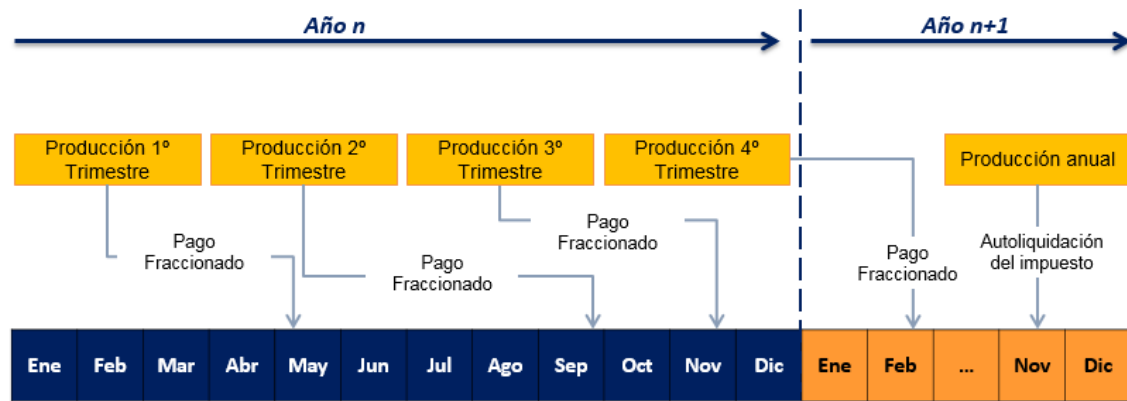
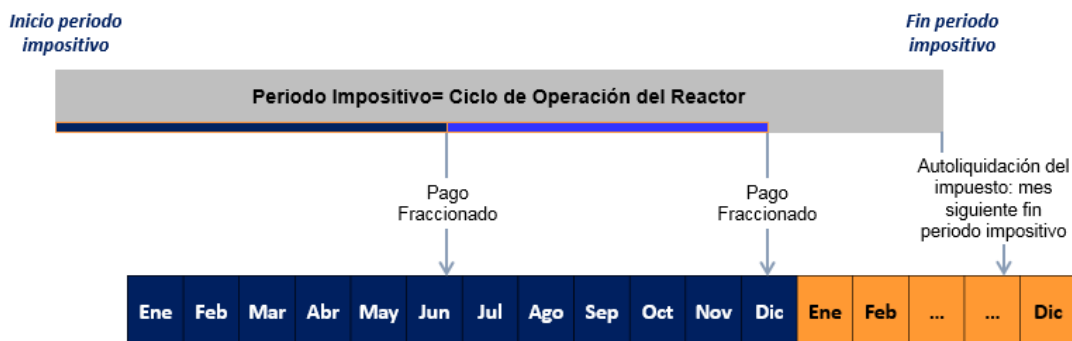


Figura 40 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre la producción de energía eléctrica

- Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado:
 - ✓ Hecho imponible: Producción de combustible nuclear gastado resultante de cada reactor nuclear.
 - ✓ Base imponible: Kilogramos de metal pesado contenidos en el combustible nuclear gastado (metal pesado: uranio y plutonio).
 - ✓ Tipo impositivo: 2.190 €/kg



>**Periodo Impositivo:** tiempo que transcurre entre dos paradas de recarga sucesivas del reactor. Para cada contribuyente, tantos periodos impositivos como reactores.
 >Se considerará en los pagos fraccionados los **kg de metal pesado** que se estime contenga el combustible a extraer definitivamente a la finalización del periodo impositivo en curso.

$$Base(P. Fracc. Jun.) = \frac{\text{días}(\text{inicio periodo impositivo}, 31/05/xx)}{\text{días previstos duración periodo impositivo}} * kg_{\text{metal pesado}}$$

$$Base(P. Fracc. Dic.) = \frac{\text{días}(\text{inicio periodo impositivo}, 30/11/xx)}{\text{días previstos duración periodo impositivo}} * kg_{\text{metal pesado}}$$

Figura 41 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre la producción combustible nuclear gastado

- Impuesto sobre la producción de residuos radiactivos resultantes de la generación nucleoelectrica:
 - ✓ Hecho imponible: Producción de residuos radiactivos resultantes de la generación nucleoelectrica.
 - ✓ Base imponible: Metros cúbicos de residuos radiactivos que han sido acondicionados para su almacenamiento con carácter temporal en el emplazamiento de la instalación.
 - ✓ Tipo impositivo: 6.000 €/m³ para residuos de baja y media actividad, 1.000 €/m³ para residuos de muy baja actividad.

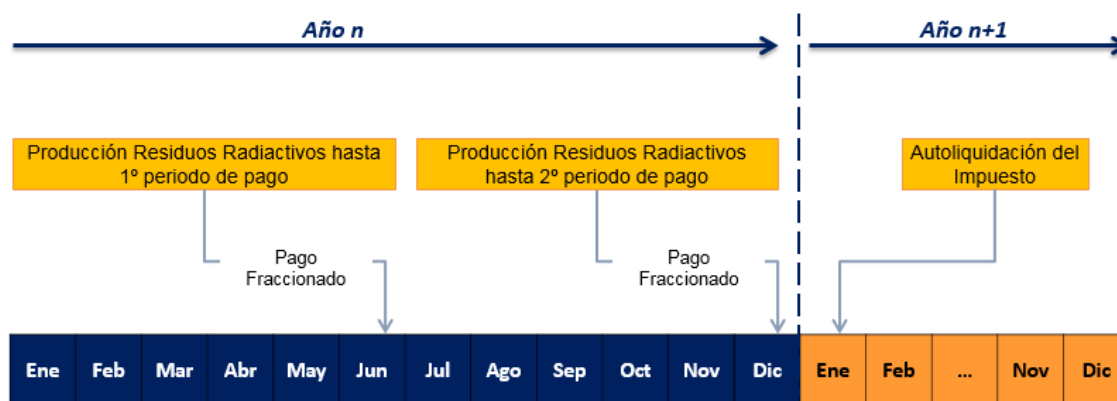


Figura 42 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre la producción de residuos radiactivos resultantes de la generación nucleoelectrica.

- Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas:
 - ✓ Hecho imponible: Actividad de almacenamiento de combustible nuclear gastado y de residuos radiactivos en una instalación centralizada.
 - ✓ Combustible nuclear:
 - Base imponible: Diferencia de kg de metal pesado entre el final e inicio del periodo impositivo.
 - Tipo impositivo: 70 €/kg
 - ✓ Residuos Radiactivos
 - Base imponible: Diferencia de m³ de residuos radiactivos entre el final e inicio del periodo impositivo.

- Tipo impositivo:
 - R.Radiactivos de alta actividad 30.000 €/m³
 - R.Radiactivos de media y baja actividad 10.000 €/m³
 - R.Radiactivos de muy baja actividad 2.000 €/m³

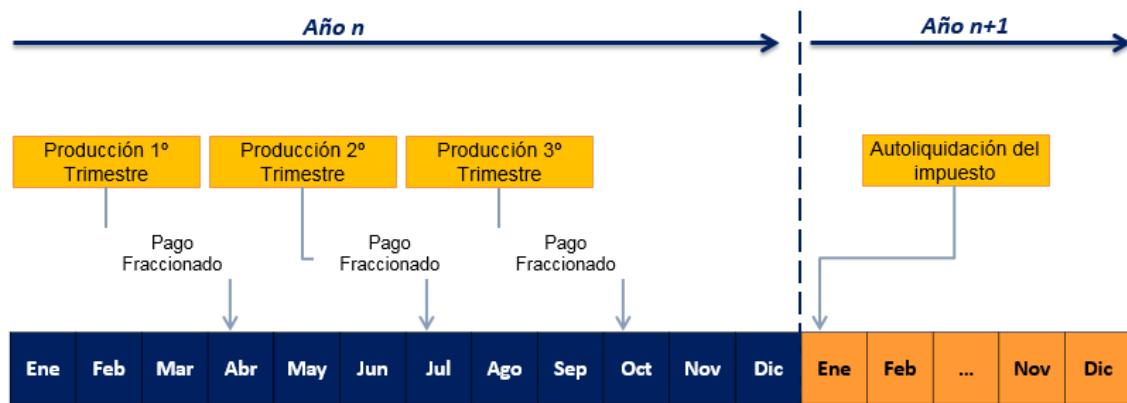


Figura 43 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas

- Impuesto sobre el carbón destinado a la producción de energía eléctrica: 0,65 €/GJ. Se elimina exención para generación eléctrica y se incrementa su tipo impositivo.

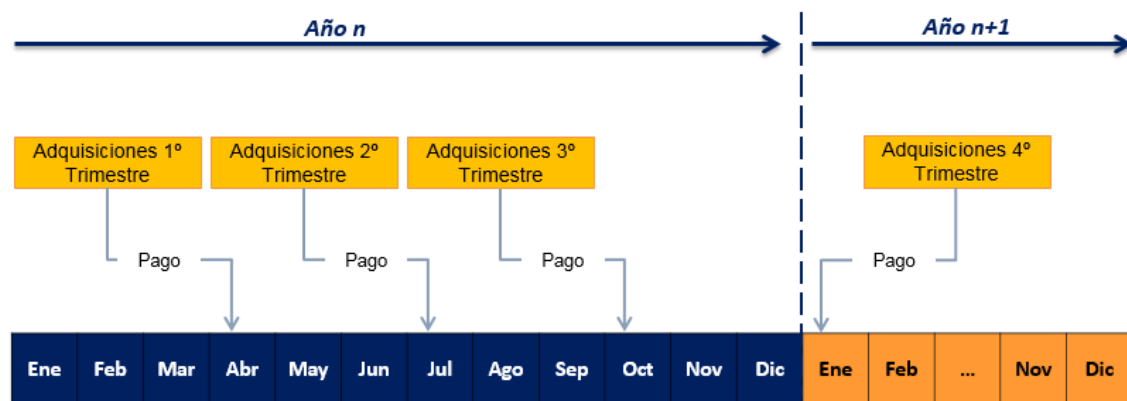


Figura 44 - Calendario de recaudación del Impuesto sobre el carbón destinado a la producción de energía eléctrica

- Canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica:
 - 22% del valor de la producción de energía eléctrica en b.c.
 - Reducción del 90% para instalaciones con potencia igual o inferior a 50 MW y bombeos y otras instalaciones por razones de política energética.
 - El 2% de su recaudación será un ingreso del organismo de cuencas, y el 98% restante se ingresará en el Tesoro Público.

- CO₂: Ingresos por la subasta de derechos de emisiones de CO₂ (con un máximo de 450 millones de euros).

A modo de resumen, el calendario de recaudación de impuestos recogidos en la Ley es el de la Figura 45:

IMPUESTO	Año n												Año n+1				
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	...	Nov	Dic
Producción E.E.					P.F.				P.F.		P.F.			P.F.			A.I.
Producción R.Radiactivos						P.F.						P.F.	A.I.				
Producción C.Nuc.Gastado						P.F.						P.F.				A.I.	
Almacenamiento R.R. y C.N.G.				P.F.			P.F.				P.F.		A.I.				
Carbón Producción E.E.				P			P				P		P				
Hidrocarburos		P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P				
Subastas CO ₂	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I					

P.F.: Pago fraccionado a cuenta de la liquidación del impuesto.
 A.I.: Autoliquidación del impuesto.
 P.: Pago y liquidación del impuesto.
 I.: Ingreso.

Figura 45 - Calendario de recaudación de impuestos la Ley 15/2012

La recaudación de los tributos y cánones incluidos en la ley, así como los ingresos por subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, supusieron un ingreso al sistema de liquidaciones en 2015 [25] de 3.094 millones de euros, lo que supuso un 17,3% de los ingresos totales del sistema en este mismo año, es por esto por lo que resulta de gran relevancia en el sistema de liquidaciones. Así mismo, en el año 2013 y 2014 los ingresos por este concepto fueron de 2.937 y 2.963 millones de euros respectivamente.

A continuación, y a modo de ejemplo, se incorpora el detalle del calendario de recaudación de los impuestos correspondientes al año 2014.

IMPUESTO (millones de €)	2014												2015			TOTAL
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Ago	
Fiscalidad medioambiental	0	0	3	6	273	106	(60)	5	297	7	438	150	6	357	0	1.588
<i>Producción E.E.</i>	0	0	3	0	273	0	0	5	297	0	438	0	0	357	0	1.373
<i>Producción R. Radiactivos</i>	0	0	0	0	0	86	0	0	0	0	0	121	0	0	0	206
<i>Producción C. Nuc. Gastado</i>	0	0	0	0	0	21	0	0	0	0	0	29	0	0	0	50
<i>Almacenamiento R.R. y C.N.G.</i>	0	0	0	6	0	0	(60)	0	0	7	0	0	6	0	0	(41)
Carbón Producción E.E.	0	0	(0)	54	0	(0)	49	0	(0)	78	0	(0)	86	0	0	267
Hidrocarburos	0	0	41	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	0	0	350
Subastas CO₂	35	49	39	21	18	22	28	12	30	29	29	18	24	0	0	354
Canon Hidráulico															440	440
TOTAL MENSUAL^(*)	32	44	79	110	321	157	45	47	354	142	495	197	144	357	440	2.963
TOTAL ACUMULADO^(*)	32	76	155	264	585	742	787	834	1.188	1.330	1.825	2.022	2.166	2.523	2.963	

(*) Se ha detraído de los ingresos por subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero el 10% destinado a la lucha contra el cambio climático.

■ Informe de Recaudación Tributaria - Reparto estimado de acuerdo al calendario de recaudación

■ Recaudación real CO₂ European Energy Exchange AG

■ Previsión de recaudación

Figura 46 - Calendario de recaudación impuestos Ley 15/2012 - Año 2014

4.3.3.- Ingresos por peajes de generación

El 23 de diciembre de 2010, se aprobó el RD-Ley 14/2010, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico [43]. Este real decreto planteaba que en aquel contexto de crisis y deficiencia tarifaria, quedaba justificado que los generadores contribuyesen mediante el pago de peajes a los costes imputables a las inversiones que requieren.

Este peaje se estableció, en tanto no se desarrollasen reglamentariamente los peajes que debían satisfacer los productores de energía eléctrica, los transportistas y distribuidores, en un peaje de acceso de 0,5 €/ MWh tomando como referencia el marco establecido al respecto por la normativa vigente de la Unión Europea.

Posteriormente, y ya en 2011 se aprobó el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica [57].

Este Real Decreto [57] establece en su Disposición Transitoria única el peaje de acceso de generación en transitoriamente 0,5€/MWh generado transitoriamente.

Para el caso de las instalaciones de bombeo, su cálculo se efectuará tal y como aparece en la Figura 47:

$$\text{PeajeBombeo} = \text{PeajeGeneración} * [\text{Ept} + (\text{Eb} * (1-\rho))]$$

PeajeBombeo: peaje a satisfacer por la central hidroeléctrica de bombeo.

PeajeGeneración: peaje unitario a satisfacer por los productores de energía eléctrica (0,5 €/MWh).

Ept: energía producida total vertida a la red.

Eb: energía consumida para bombeo de uso exclusivo para la producción eléctrica.

ρ : rendimiento en tanto por uno de la instalación de bombeo (0,7).

Figura 47 - Cálculo de Peaje de Instalaciones de Bombeo

Y, además establece ciertas consideraciones relevantes:

- La energía vertida a la red por nuevas instalaciones de generación en fase de pruebas estará sujeta a la facturación del peaje.
- Los ingresos reconocidos a las instalaciones de régimen ordinario de SEIEs se incrementarán en el importe equivalente a la aplicación de los peajes de acceso de generación.
- Los peajes serán recaudados por las empresas transportistas y distribuidoras, quienes los pondrán a disposición del sistema de ingresos regulados.
- El transportista o distribuidor en su declaración para el procedimiento de liquidaciones deberá reflejar el total de los importes facturados, con independencia de su recaudación y cobro.
- Recaudación y pago del peaje de generación:
 - Para las instalaciones de generación que correspondan a puntos de medida tipo 1 y 2 el periodo de facturación será mensual. Peajes del mes m se facturan en m+1 (Figura 48).
 - Las instalaciones que correspondan a puntos de medida tipo 3 y 5 se les realizará una facturación anual a lo largo del primer mes del año siguiente al que corresponda la energía vertida. Peajes del año n se facturan en enero del año n+1. (Figura 49).



Figura 48 - Calendario de recaudación peaje de generación instalaciones puntos de medida tipo 1 y 2.

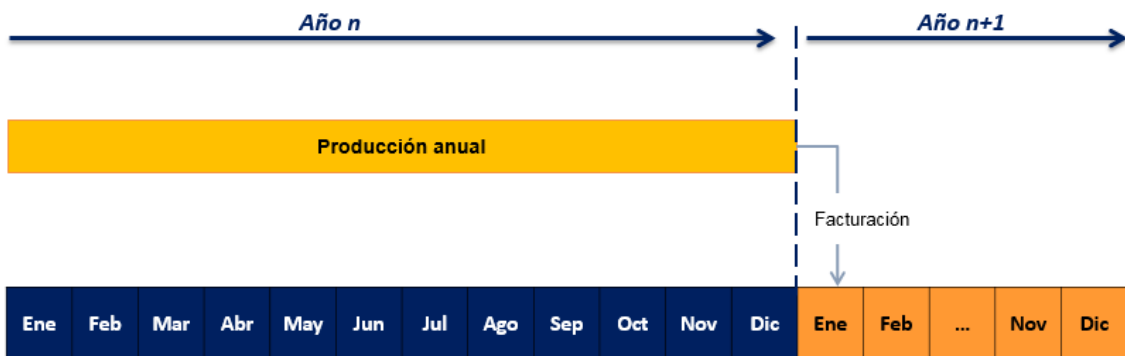


Figura 49 - Calendario de recaudación peaje de generación instalaciones puntos de medida tipo 3 y 5.

En la Figura 50 se puede observar, a modo de ejemplo, cual sería el flujo económico de este concepto, desde su recaudación a los generadores hasta su inclusión en el sistema de liquidaciones.



Figura 50 - Esquema de recaudación de peajes de acceso de generación

Desde la aprobación del Real Decreto 1544/2011 [57] hasta el año 2015 se ha ingresado un total de 677 millones de euros en concepto de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de generación en el sistema de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico. El detalle anual de ingresos es el que se muestra a continuación:

- 2015: 128,7 millones de euros
- 2014: 133,7 millones de euros
- 2013: 137,2 millones de euros
- 2012: 143,9 millones de euros
- 2011: 133,3 millones de euros

4.3.4.- Ingresos y costes de pagos por capacidad

El mecanismo de pagos por capacidad es un instrumento regulatorio que se ha utilizado en mercados eléctricos de distintos países, como complemento al conocido mercado de “sólo” energía, para incentivar la inversión y disponibilidad de generación para cubrir la demanda en horas de punta del sistema a precios razonables. El argumento para justificar la necesidad de introducir este mecanismo adicional a la remuneración que obtienen las centrales por vender su energía en el mercado, se basa en una o varias de las siguientes condiciones:

- los precios que resultan en el mercado son siempre inferiores a un máximo fijado por el regulador. Este máximo o “cap” no refleja el coste de oportunidad de la energía en períodos de escasez,
- riesgo percibido de déficit de capacidad instalada en el medio plazo debido a la falta de inversión,
- riesgo percibido de déficit de energía en períodos con falta del recurso primario (sistemas con fuerte componente de energía renovable, hidráulica o eólica)
- sistemas con poca capacidad de interconexión con sistemas vecinos, donde debido a la falta de apoyo físico externo, los riesgos anteriores toman una mayor relevancia

En el sistema español se dan sistemáticamente varias de estas condiciones y por tanto la implantación de este mecanismo ya se contempló desde la Ley Eléctrica 54/1997 [6] como “garantía de potencia” y luego fue sustituido por la Ley 17/2007 [33] como “pagos por capacidad” y desarrollado en la Orden ITC/2794/2007 [58]. Posteriormente, en el año 2011, se modificó el mecanismo de pagos de capacidad mediante la Orden ITC/3127/2011 [59], de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

A continuación se detalla la evolución del mecanismo de los pagos de capacidad en España desde su implantación en 1998 hasta el año 2015:

Primer mecanismo: Enero 1998 – Septiembre 2007. El mercado mayorista de electricidad empezó a operar en España el 1 de enero de 1998. Desde el principio, se implementó un pago de capacidad.

- Para cada mes se calculó una suma global multiplicando la demanda energética total por un precio regulado de 6,9 €/MWh, que se redujo a 4,8 €/MWh en el año 2000. Esto llevó a mayores pagos en meses con mayor demanda (incentivo a la disponibilidad en estos períodos).
- La suma global se distribuyó entre todos los generadores (siempre que estuvieran en funcionamiento más allá de un valor umbral de horas) de acuerdo con su capacidad disponible. La remuneración era independiente de la producción real. Para las centrales hidroeléctricas, la capacidad disponible tenía en cuenta la producción anterior y el agua disponible en el embalse.
- La suma global se cargó a los clientes finales mediante un esquema tarifario en el que se aplicaba un precio diferente por período tarifario y nivel de tensión. Los distribuidores (que suministraron parte de la demanda bajo tarifas reguladas) tuvieron que pagar la diferencia para completar la suma global.

Segundo mecanismo: Octubre 2007 – Diciembre 2015. Este mecanismo sustituyó al mecanismo anterior y sigue estando vigente hoy en día. Este nuevo mecanismo estableció tres conceptos independientes:

- Incentivo a la inversión:
 - Se aplica a unidades con una potencia instalada superior a 50MW conectada después del 1 de enero de 1998.
 - Para cada planta, el pago anual depende del margen de reserva en el momento en que se hizo la inversión (véase la Figura 51) y se concedieron durante 10 años.

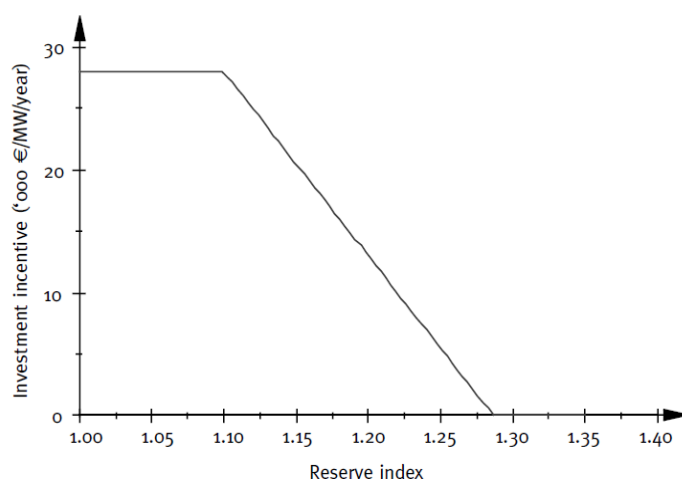


Figura 51 - Incentivo a la inversión en función del margen de reserva

- De octubre de 2007 a diciembre de 2011, todas las nuevas generadoras recibieron un pago de 20.000 €/MW por año. Esto es el resultado de aplicar un margen de reserva de 1.17.
 - El pago en cada período estaba sujeto a una disponibilidad mínima del 90% durante las horas punta.
 - El pago de la capacidad se elevó a 26.000 €/ MW/año en enero de 2012 y se introdujo una reducción del 10% en julio de 2012.
 - En el año 2013, el pago se redujo a 10.000 €/MW/año, aunque para compensar esta reducción, el generador tenía derecho a recibir el pago de capacidad por el doble de años que tenía en el antiguo régimen.
- Incentivo medioambiental:
 - Este incentivo solamente se establece para unidades con potencia superior a 50 MW y con inversiones en depuradores de SO₂.
 - Otras reformas de unidades de carbón fueron excluidas de este grupo.
 - El incentivo se aplica mediante pagos anuales de 8.750 €/MW durante un periodo de 10 años.

- Al igual que el incentivo a la inversión este incentivo está sujeto a una disponibilidad mínima del 90%.
- Incentivo a la disponibilidad:
 - Este incentivo se introduce en el año 2011.
 - Está dirigido a las centrales de ciclo combinado, centrales de carbón y combustible e hidroeléctricas (excepto de agua fluyente).
 - Este servicio no es de carácter obligatorio, informando los agentes al Operador del Sistema qué plantas obtendrán el servicio el año siguiente.
 - Se aplica mediante pagos anuales de 5.150 €/MW corregidos por un coeficiente de firmeza para cada tecnología establecido por el Operador del Sistema.
 - Al igual que los incentivos anteriores, está sujeto a disponibilidades similares.

Este sistema fue modificado en julio de 2013, mediante el Real Decreto-Ley 9/2013 [37], de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que establece que las nuevas plantas que entran en operación a partir de enero de 2016 no recibirán ningún pago, pero las plantas que en aquel momento recibían el pago de capacidad continuarán en el mismo régimen hasta el final del período de remuneración (10-20 años). Un proyecto de Real Decreto, aún no elaborado, contempla un sistema basado en la subasta.

Como se ha mencionado anteriormente, el coste del mecanismo de pagos de capacidad lo financian los clientes finales mediante un precio por kWh consumido elevado a barras de central.

Los precios que se aplicaban en el año 2015 a la energía facturada por peajes de acceso elevada a barras de central en función del peaje y nivel de tensión son los establecidos en el Real Decreto-ley 9/2015 [60], de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico, que se muestran en la Tabla 7:

Tabla 7 - Precio unitario para la financiación de pagos por capacidad - RD-Ley 9/2015

Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad Euro/kWh (b.c.)							
Peajes de baja tensión		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	P _c ≤ 10kW	0,008181					
2.0 DHA	P _c ≤ 10kW	0,00843	0,001422				
2.0 DHS	P _c ≤ 10kW	0,00843	0,00192	0,001138			
2.1 A	10kW < P ≤ 15kW	0,008181					
2.1 DHA	10kW < P ≤ 15kW	0,00843	0,001422				
2.1 DHS	10kW < P ≤ 15kW	0,00843	0,00192	0,001138			
3.0 A	P _c > 15kW	0,014798	0,007606	0,00102			
Peajes de alta tensión		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A ⁽¹⁾	1kV < T ≤ 30 kV	0,011365	0,006119	0			
6.1B ⁽¹⁾	30 kV < T ≤ 36 kV	0,011365	0,005246	6 0,003496	0,002622	0,002622	0
6.2	36 kV < T ≤ 72,5 kV	0,011365	1,005246	7 0,003496	0,002622	0,002622	0
6.3	72,5 kV < T ≤ 145 kV	0,011365	2,005246	8 0,003496	0,002622	0,002622	0
6.4	T > 145 kV	0,011365	3,005246	9 0,003496	0,002622	0,002622	0

Con respecto a la inclusión de los ingresos y costes derivados de los pagos por capacidad, la Orden ITC/2794/2007 [58], de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007 establece que el saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997 [54], de 26 de diciembre.

La evolución de los ingresos y costes correspondientes al mecanismo de Pagos por Capacidad en desde el año 2007 en España es el que se muestra en la Figura 52:

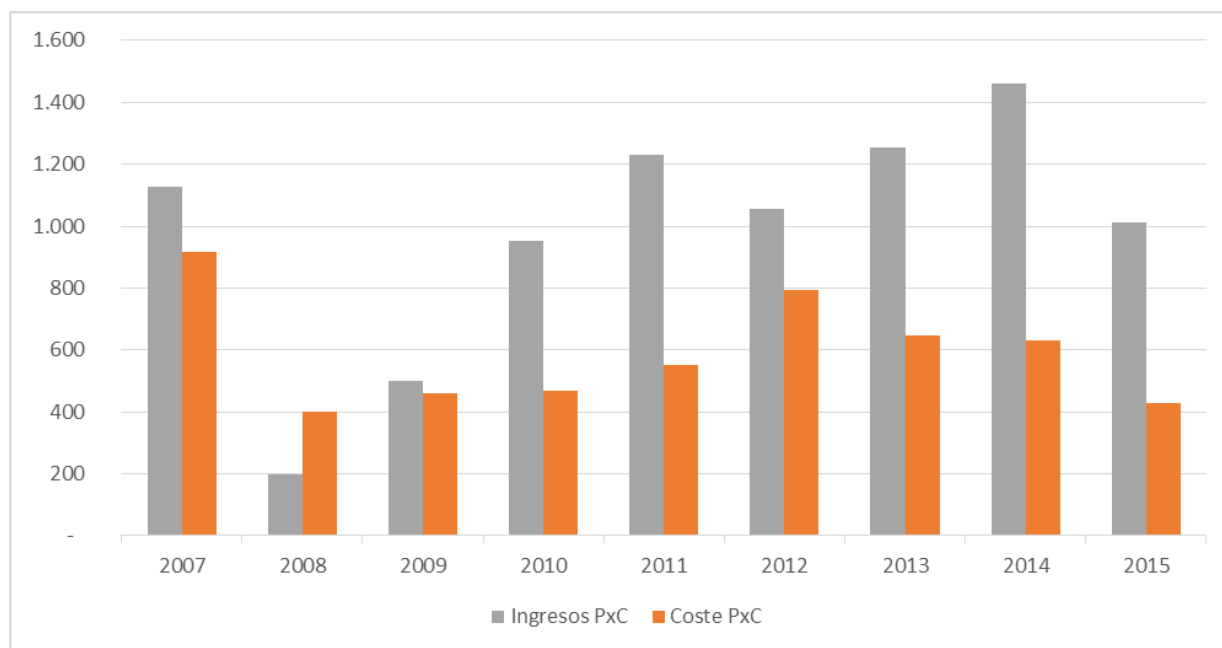


Figura 52 - Evolución de ingresos y costes liquidables de pagos de capacidad 2007-2015 (millones de €)

4.4.- Costes del sistema

4.4.1.- Costes de la actividad del transporte

Como se vio en el capítulo 2 de este Trabajo Fin de Máster, la actividad de transporte en España tiene por objeto llevar la electricidad desde el punto donde se genera hasta los puntos de consumo de grandes consumidores industriales conectados directamente a la red de transporte y hasta los puntos de entronque con las redes de distribución (subestaciones) a través de las cuales se lleva la energía al resto de consumidores, siempre garantizando la calidad y aumentando la seguridad de suministro.

La Ley 17/2007 [33] estableció el modelo de transportista único, siendo Red Eléctrica de España el titular de toda la red de transporte. Como gestor de la red, debe presentar sus planes de inversión para cumplir con la planificación que sea aprobada.

La planificación de la red de transporte atiende a criterios técnicos y económicos, de forma que las nuevas inversiones puedan justificarse por los beneficios derivados de una eficiente gestión del sistema (aumento de la fiabilidad, reducción de las pérdidas de transporte, eliminación de restricciones que pudieran generar un coste global más elevado de la energía suministrada e incorporación eficiente al sistema de nuevos generadores) y los beneficios derivados de una operación más segura que minimice la energía no servida.

Los nuevos desarrollos de red se aprueban con carácter plurianual en el documento de “Planificación de los sectores de electricidad y gas – Desarrollo de las redes de transporte” del Ministerio de Industria, Energía y Turismo [61].

La retribución de la actividad de transporte. Se establece administrativamente atendiendo a los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes. La metodología de retribución busca cubrir todos los costes de prestación del servicio (incluyendo una retribución para el capital invertido) y, a su vez, incentivar una gestión eficiente. Anualmente se calcula como la suma de:

- Un término de remuneración ligado al valor actualizado de las inversiones.
- Un término que permite recuperar los costes de operación y mantenimiento.
- Unos incentivos a la disponibilidad y eficiencia de las instalaciones.

El valor de los inmovilizados retribuidos se calcula sobre la base de unos costes unitarios de referencia aprobados por el regulador. La retribución anual de los capitales invertidos en este inmovilizado se calcula como la suma de la amortización anual (valor del inmovilizado dividido por los años de vida útil) más una retribución sobre el capital invertido y no amortizado. El Real Decreto 325/2008 [52] detalla el sistema retributivo que aplica a las instalaciones puestas en servicio con posterioridad al 1 de enero de 2008.

Adicionalmente y según establece el Real Decreto-ley 13/2012 [35] aprobado en marzo de 2012, la retribución por inversión de las instalaciones de transporte debe estar vinculada a los activos en servicio no amortizados. Este Real Decreto-ley también ha modificado la fecha de cobro de la retribución generada por una instalación de transporte, que pasa a cobrarse a los dos años desde su puesta en servicio a partir de enero de 2012.

Tras el Real Decreto-ley 13/2012 [35], se aprobó el Real Decreto-ley 20/2012 [23], el cual establece una reducción de los ingresos de la actividad de transporte en un 3,15% adicional con respecto a lo establecido en el Real Decreto-ley 13/2012 [35], debido a cambios en los criterios de retribución a la inversión, que se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución su valor neto.

El Real Decreto-ley 9/2013 [37] establece una nueva metodología de retribución de la actividad de transporte en donde se tendrá en cuenta los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos para todo el territorio nacional. Para fijar su rentabilidad se considera que es una actividad de bajo riesgo.

Se establece la retribución de esta actividad para distintos frentes temporales:

- 1 enero 2013-12 julio 2013: la parte proporcional de la retribución provisional fijada en la Orden IET/221/2013 pasa a ser definitiva.
- 13 julio 2013-31 diciembre 2013: retribución conforme a una formulación y se fija la tasa de retribución en 100 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma.
- A partir 2014: retribución conforme a una formulación y se fija la tasa de retribución en 200 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma.

En diciembre de 2013 se aprobó el Real Decreto 1047/2013 [45] por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. Este real decreto se basa y consolida los principios retributivos establecidos en el Real Decreto-ley 9/2013 [37] y en la Ley 24/2013 [9] y establece una formulación para retribuir los activos de transporte con una única metodología independientemente de la fecha de obtención de la autorización de explotación de cada activo. Además, prevé una revisión del conjunto de parámetros técnicos y económicos por periodos regulatorios de seis años. Por otra parte, introduce criterios de eficiencia tanto en la construcción de las infraestructuras, especialmente las de carácter singular, como en la operación y mantenimiento de las redes. Asimismo, se introducen criterios destinados al control del volumen de inversión y al control de costes derivados de la proliferación de normativa de carácter autonómico y local.

En resumen, el régimen económico del transporte tomará como base los siguientes principios:

- La retribución por inversión será de los activos en servicio no amortizados
- La tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado para una actividad de bajo riesgo (200 pb en el primer periodo regulatorio, esto es hasta el 31 de diciembre de 2019)
- El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones puestas en servicio el año n se inicia el año $n+2$
- La metodología incluirá incentivos que correspondan por calidad de suministro, reducción de pérdidas

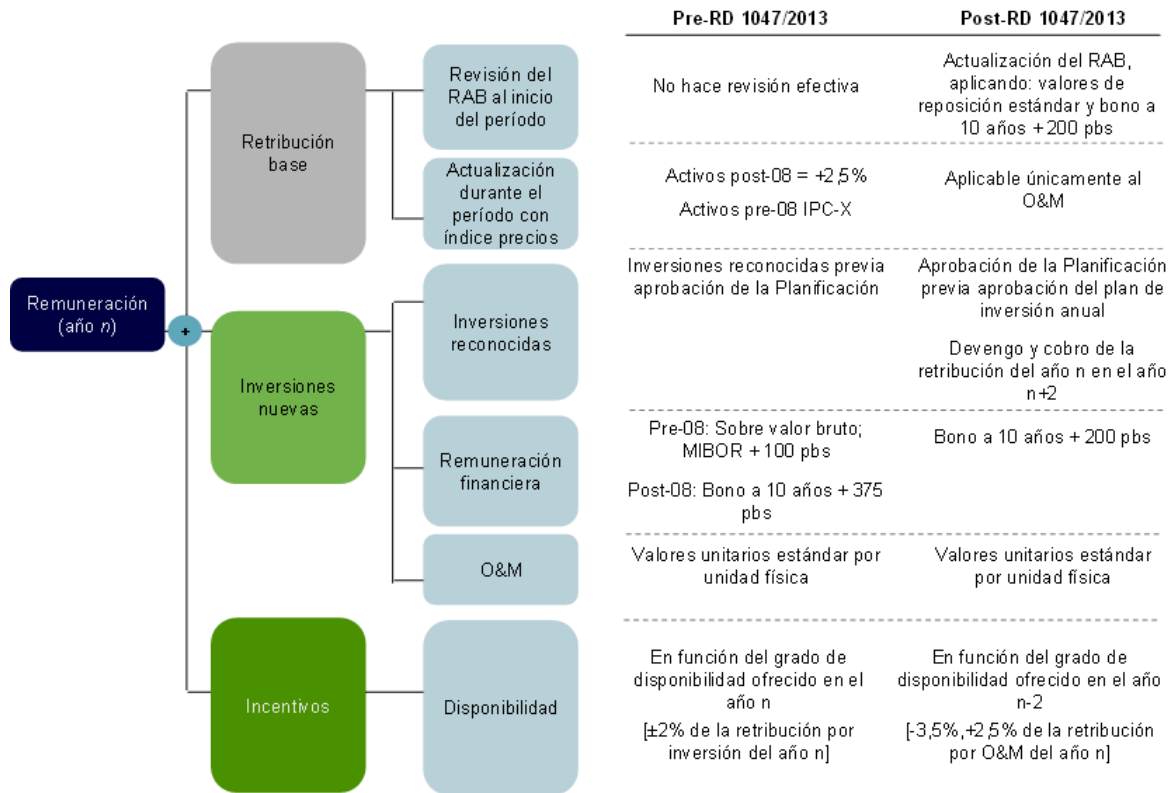


Figura 53 - Cambios en la remuneración de la actividad de transporte

La evolución de la retribución del transporte en la última década incluida como coste liquidable en liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico se puede observar en la Figura 54, donde se ponen de manifiesto los cambios regulatorios anteriormente descritos:

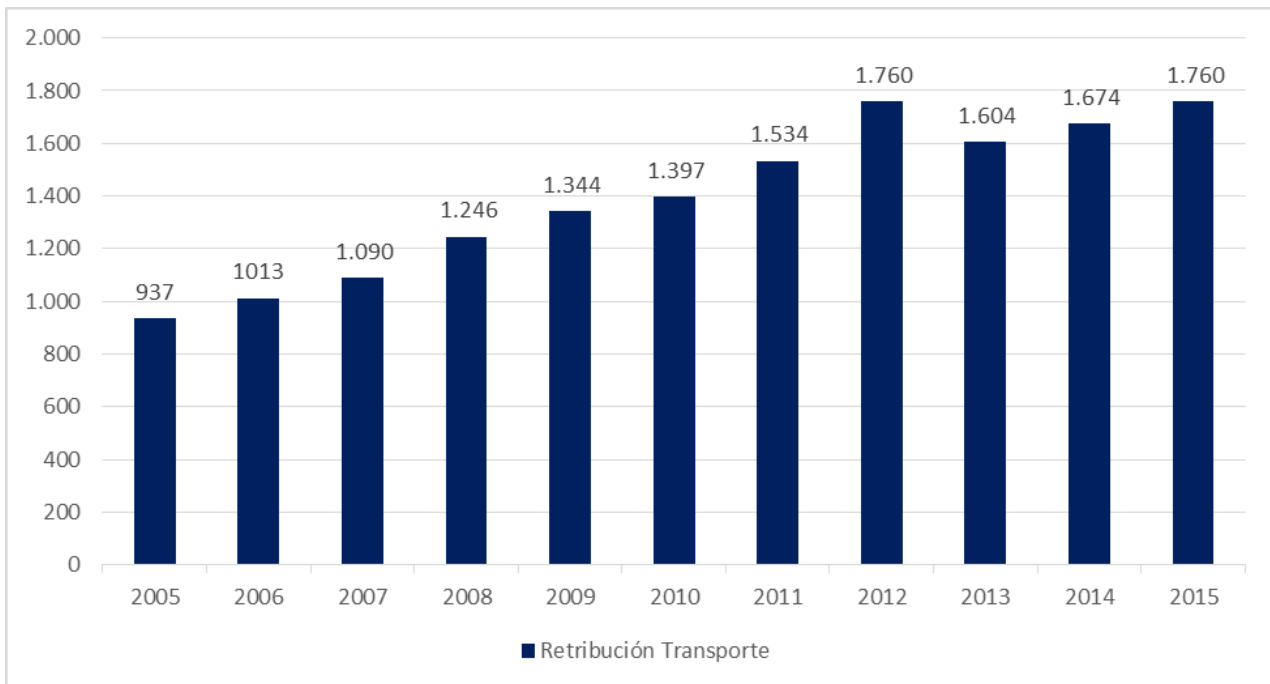


Figura 54 - Evolución de la retribución de la actividad de transporte (millones de €)

4.4.2.- Costes de la actividad de distribución y gestión comercial

Los costes o retribución de la actividad de distribución, que como se plasmó en el segundo capítulo del presente Trabajo Fin de Máster, es la actividad que tiene como objetivo llevar la electricidad desde la salida de las redes de transporte hasta el consumidor final, se establecen administrativamente atendiendo a los costes de inversión, de operación y mantenimiento y de gestión de las redes para asegurar el suministro de energía en las condiciones de calidad fijadas reglamentariamente.

Dadas las características de la distribución y la complejidad de sus activos (número y tipología), la retribución sigue un esquema diferente al del transporte, de forma que no se valora individualmente cada uno de los elementos que componen la red de distribución.

Antiguamente, el esquema retributivo de la actividad de distribución en España estaba basado en el reparto de una “bolsa” entre las empresas, en función de unos porcentajes fijados administrativamente. La cantidad de la “bolsa” global se modificaba cada año en función del IPC y de diversos factores que se aplicaban sobre la estimación del aumento de la demanda y la mejora de la eficiencia.

Con la entrada en vigor para del Real Decreto 222/2008 [51] se estableció una metodología retributiva que tenía como fin lograr la gestión eficiente por parte de las empresas distribuidoras, para trasladar al usuario final el mínimo coste con una calidad adecuada. La retribución de dichas empresas distribuidoras era fijada anualmente por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo tras haber sido informada por el regulador. Para ello, ambos contaban con los planes de inversión que tenían que presentar a las Comunidades Autónomas anualmente, los resultados obtenidos del modelo de red de referencia y con la contabilidad regulatoria de costes. Ésta última se basa en la información solicitada por el regulador (antes la CNE, ahora la CNMC) anualmente a las empresas distribuidoras a través de las circulares. Dicha información incluye los costes y gastos en los que incurren las empresas distribuidoras, anualmente, asociados a determinados centros de coste.

La retribución de las empresas distribuidoras se fijaba al inicio de cada periodo regulatorio de cuatro años, estableciendo la retribución de referencia. Esta retribución tenía en cuenta los costes de inversión (amortización y retribución del activo neto a una tasa determinada), la retribución de los costes de operación y mantenimiento (mediante la utilización de costes unitarios medios) y la retribución por otros costes (gestión comercial y tasas de ocupación de vía pública).

Una vez fijada la retribución inicial, dentro de cada periodo regulatorio, dicha retribución se actualizaba teniendo en cuenta la evolución de índices macroeconómicos, Índice de Precios al Consumo (IPC) e Índice de Precios Industriales (IPRI) disponibles a fecha de elaboración de los informes de la CNE correspondientes por el Instituto Nacional de Estadística, los incentivos de calidad y pérdidas (que podían suponer un $\pm 3\%$ y $\pm 2\%$ respectivamente cada año pero que no consolidándose para el año siguiente) y en función del incremento de actividad. Hasta la aplicación de la metodología basada en el Modelo de Red de Referencia y en la contabilidad regulatoria de costes, la retribución por incremento de actividad era proporcional a la variación de la demanda anual, no correspondiéndose el incremento de la actividad necesariamente con la variación de dicha demanda, especialmente en aquellos años en los que ésta es negativa. Al término de cada periodo regulatorio, la retribución era revisada y fijada la retribución de referencia de nuevo para el siguiente periodo de cuatro años.

El Real Decreto-ley 13/2012 [35] aprobado por el Gobierno a principios de 2012 modificó algunos conceptos de la retribución a la distribución (tal y como hizo con el transporte), ya que estableció que se retribuiría en concepto de inversión aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos. También modificó el devengo de la retribución generada por instalaciones de distribución puestas en servicio, del año n al año $n+2$ a partir de enero de 2012.

El Real Decreto-ley 9/2013 [37] establece una nueva metodología de retribución de la actividad de distribución en donde se tendrá en cuenta los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos para todo el territorio nacional. Para fijar su rentabilidad se considera que es una actividad de bajo riesgo.

Se establece la retribución de esta actividad para distintos frentes temporales, análogos a los del transporte pero detallados en los Anexos I y II del Real Decreto-ley [37]:

- 1 enero 2013-12 julio 2013: la parte proporcional de la retribución provisional fijada en la Orden IET/221/2013 [44] pasa a ser definitiva.
- 13 julio 2013-31 diciembre 2013: retribución conforme a una formulación y se fija la tasa de retribución en 100 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma.
- A partir 2014: retribución conforme a una formulación y se fija la tasa de retribución en 200 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor de la norma.

La retribución de las actividades de red (tanto transporte como distribución) tiene consideración de coste regulado del sistema y, como tal, es recaudado a través de las tarifas de acceso o peajes. Las empresas ingresan los importes que les corresponden a través del sistema de liquidaciones gestionado por el MINETUR (hasta la creación de la CNMC esta función era realizada por la CNE).

En diciembre de 2013 se aprobó el Real Decreto 1048/2013 [46] por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. Este real decreto se basa y consolida los principios retributivos establecidos en el Real Decreto-ley 9/2013 [37] y en la Ley 24/2013 [9]. Establece un nuevo modelo que introduce un límite máximo a la inversión reconocida anualmente con dos años de anterioridad a la percepción de la retribución debida a estas actuaciones, con el fin de aportar una previsión razonable de la evolución de los costes del sistema motivados por esta actividad y de vincular la retribución al plan de inversiones presentado y a las inversiones finalmente ejecutadas. También, introduce parámetros y establece formulaciones que permitan lograr aumentos de eficiencia tanto en la construcción de las infraestructuras como en la operación y mantenimiento de las redes. Respecto a los incentivos, establece a cada una de las empresas un incentivo a mejorar los objetivos marcados por ellas mismas los años anteriores en lo relativo a calidad de servicio y a la mejora de las pérdidas en su red. Adicionalmente, se ha introducido un nuevo incentivo a las empresas distribuidoras para lograr una disminución de fraude de energía puesto que son las titulares de las redes y las encargadas de lectura.

En resumen, el régimen económico de la distribución tomará como base los siguientes principios:

- La retribución por inversión será de los activos en servicio no amortizados
- La tasa de retribución financiera referenciada a las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial adecuado para una actividad de bajo riesgo (200 pb en el primer periodo regulatorio, esto es hasta el 31 de diciembre de 2019)
- El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones puestas en servicio el año n se inicia el año $n+2$
- La metodología incluirá incentivos que correspondan por calidad de suministro, reducción de pérdidas

	Pre-RD 1048/2013	Post-RD 1048/2013
Retribución base	No hace revisión efectiva	Actualización del RAB aplicando valores de reposición estándar y bono a 10 años + 200 pbs
	Actualización durante el periodo con índice precios	Aplicable únicamente al O&M
Inversiones nuevas	Revisión del RAB al inicio del periodo	Previa aprobación del Plan de inversión anual
	Inversiones reconocidas	Devengo y cobro de la retribución del año n en el año $n+2$
	Remuneración financiera	Bono a 10 años + 200 pbs
Incentivos	O&M	Valores unitarios estándar por unidad física
	Pérdidas en la red	En función de las pérdidas reales entre los años $n-4$ a $n-2$
	Calidad de suministro	[-2%, +1% de la retribución sin incentivos año n]
	Reducción del fraude	[-3%, +2% de la retribución sin incentivos año n]
		En función del fraude detectado y sus ingresos recaudados en $n-2$
	No	[≤1,5% de la retribución sin incentivos año n]

Figura 55 - Cambios en la remuneración de la actividad de distribución

Análogamente a la retribución del transporte, se incluye la evolución de la retribución de la distribución y gestión comercial en la última década incluida como coste liquidable en liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico en la Figura 56, donde se ponen de manifiesto los cambios regulatorios anteriormente descritos:

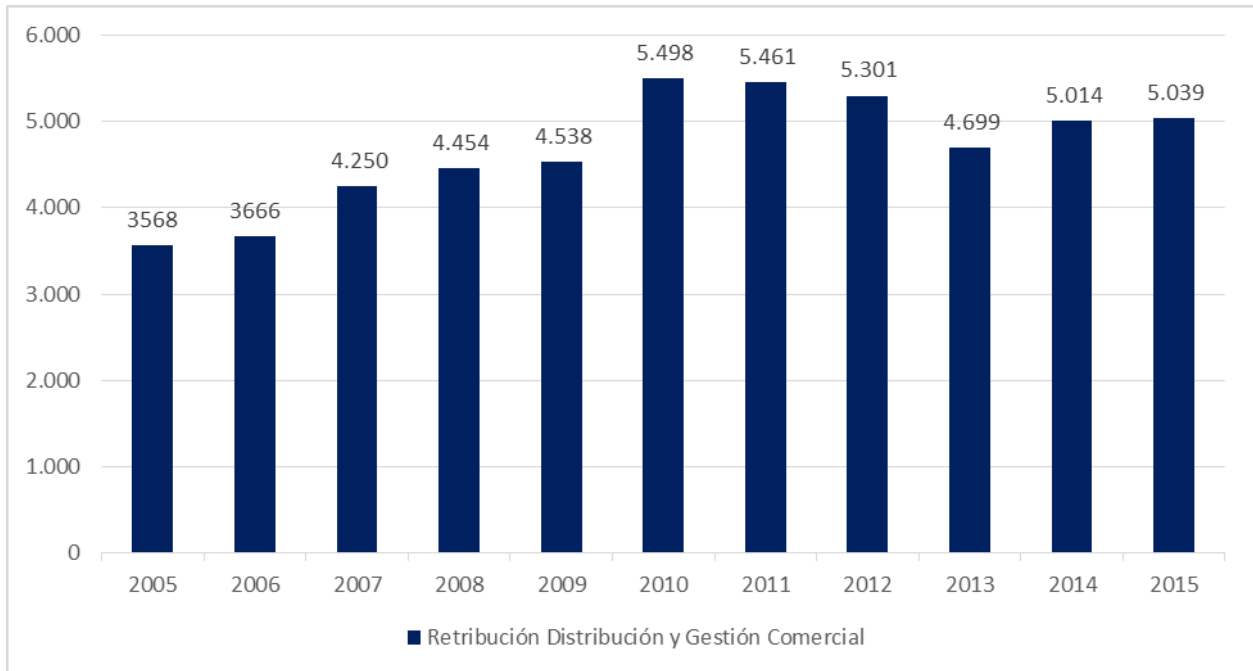


Figura 56 - Evolución de la retribución de la actividad de distribución (millones de €)

4.4.3.- Primas al Régimen Especial

La actividad de generación en Régimen Especial (RE) está constituida por aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica, cuya potencia no supere los 50 MW, a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos [53].

Tendrán esta consideración las instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético, instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, instalaciones que utilicen como energía primaria residuos no renovables y aquellas instalaciones de tratamiento y reducción de los residuos de los sectores agrícola, ganadero y de servicios, con una potencia instalada igual o inferior a 25MW, cuando supongan un alto rendimiento energético.

Entre los beneficios de estas tecnologías se encuentran la disminución de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero, un menor impacto sobre el entorno, y la disminución del consumo de combustibles fósiles. Sin embargo, algunos tipos de recursos renovables, como el eólico y el solar pueden presentar un elevado nivel de aleatoriedad e impredecibilidad en su producción. Al ser intermitente su producción no aportan seguridad de suministro al sistema eléctrico en un instante concreto, que deberá ser aportada por otras tecnologías.

En muchos casos se trata de tecnologías en fase de desarrollo y que tienen por lo tanto unos costes asociados superiores a otras tecnologías. Es por ello que se establecen unas ayudas económicas para favorecer la incorporación de estos generadores de régimen especial al sistema eléctrico y acelerar el desarrollo a gran escala de tecnologías limpias. Estas ayudas son las denominadas primas al Régimen Especial, y representan la diferencia entre la cantidad que debe percibir cada una de las instalaciones dependiendo de su tecnología, establecida administrativamente, y la cantidad que cada una de ellas ha recibido por la venta de la electricidad generada en el mercado mayorista.

En su origen estas ayudas se establecieron para promover las energías alternativas con el fin de cumplir los objetivos de reducción de gases contaminantes comprometidos en el objetivo comunitario 2020. Dichas primas permitían una rápida amortización de la inversión y fueron la causa de que la potencia instalada en este tipo de energías prácticamente se duplicara entre 2007 y 2012.

La Regulación de las energías renovables en España no empieza a desarrollarse hasta la década de 1980, con una ley que fomenta la minihidráulica (Ley 82/1980 de conservación de la energía [62]) con el fin de hacer frente a la crisis del petróleo y mejorar la eficiencia energética, reduciendo así la dependencia del exterior. Ya en la década siguiente, el Plan Energético Nacional 1991-2000 incentiva la producción con energías renovables y, mediante la Ley 40/1994 [63] del sistema eléctrico nacional (LOSEN), se consolida el concepto de régimen especial. Así, el Real Decreto 2366/1994 [64] sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes renovables, regula la energía eléctrica del régimen especial. Este Real Decreto incluye en el régimen especial instalaciones, de residuos, plantas de cogeneración, plantas que utilizan calor residual y centrales hidráulicas, todas con una potencia menor o igual a 100 MVA. En virtud de este Real Decreto, la empresa distribuidora más cercana tiene la obligación de adquirir la energía excedentaria de estas instalaciones siempre que sea técnicamente viable. El precio de venta de la energía se fija en función de las tarifas eléctricas, en función de la potencia instalada y del tipo de instalación, constando de un término de potencia y de un término de energía, además de otros complementos.

La Ley 54/1997 [6] del Sector Eléctrico distingue la producción en régimen ordinario de la producción en régimen especial e identifica también el marco económico de retribución para cada uno de estos modelos de generación de electricidad. La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

El Real Decreto 2818/1998 [65], sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración (derogado por el Real Decreto 436/2004 [66]), establece que las primas del régimen especial deberían ser actualizadas anualmente y revisadas cada 4 años.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), de 1999, señala objetivos de crecimiento de cada tecnología renovable de forma que las fuentes de energía renovable cubran al menos el 12% del consumo de energía primaria en España en el año 2010 (Figura 57).

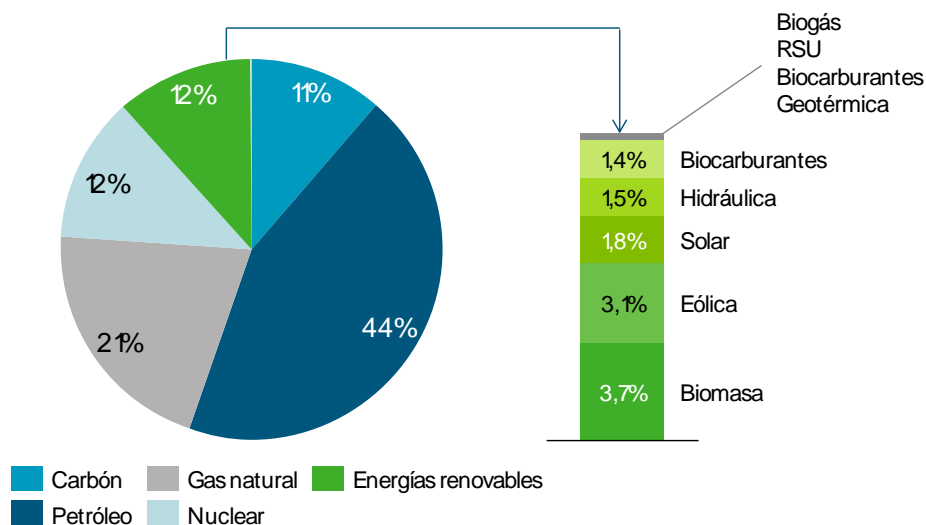


Figura 57 - Contribución de las Energías Renovables al consumo de energía primaria en España en 2011 (121.100 ktep)

El Real Decreto-ley 6/2000 [67], de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, incentiva la participación en el mercado de las instalaciones del régimen especial, previendo la posibilidad de contratos de venta de energía con comercializadores.

El Real Decreto 1663/2000 [68] sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, da un paso más al simplificar las condiciones de conexión de estas instalaciones de hasta 100 kVA.

El Real Decreto 841/2002 [69] por el que se regula, para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y al adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, desarrolla el Real Decreto Ley 6/2000 [67], y establece la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia de más de 50 MW, que quedan así incluidas en el régimen ordinario. Además, se permite la opción de contratación entre generadores en régimen especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida.

El Real Decreto 436/2004 [66], (que deroga al Real Decreto 2818/1998 [65]) por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico y establece el esquema legal y económico para el régimen especial, con el fin de consolidar el marco regulador y crear así un sistema estable y previsible. El titular de la instalación tiene dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada:

- Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada, cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde la fecha de puesta en marcha de la instalación, imputándose el coste de los desvíos.
- Vender la electricidad libremente en el mercado, acudiendo directamente al mismo o bien a través de un contrato bilateral o a plazo con una comercializadora, percibiendo por ello el precio de mercado más un incentivo por participar en él, así como una prima.

El Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 sustituye al PFER, cuyos resultados fueron insuficientes. Con esta revisión se trató de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía primaria en 2010, así como la incorporación de los otros dos objetivos comunitarios indicativos de 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para 2010. Con esta idea se aumentó el objetivo de las energías eólica (de 9.000 MW a 20.155 MW) y solar (en la solar fotovoltaica se pasó de 135 a 400 MW; en la solar térmica de 309 ktep a 809 ktep; y la solar termoeléctrica multiplicó sus objetivos pasando de 200 MW a 500 MW), y disminuyó el de la potencia instalada de biomasa en 154 MW, fijándose en 1.695 MW.

En esta línea, el Real Decreto 314/2006 [70] por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), establece la obligatoriedad de incorporar instalaciones solares térmicas y paneles fotovoltaicos en ciertas edificaciones.

El Real Decreto-ley 7/2006 [71] por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, desvincula la variación de las primas del régimen especial de la Tarifa media eléctrica o de Referencia.

El Real Decreto 661/2007 [53], por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, deroga al Real Decreto 436/2004 [66], pero manteniendo su esquema básico. Así, se mantiene la doble opción de retribución, es decir, venta a tarifa regulada, que es el precio fijo que recibe el productor por la energía vertida al sistema, o directamente en el mercado, percibiendo el precio negociado en el mismo más una prima, teniendo la retribución total unos límites superior e inferior horarios (cap and floor). Este Real Decreto también elimina el incentivo a participar en el mercado (Figura 58 y Figura 59).

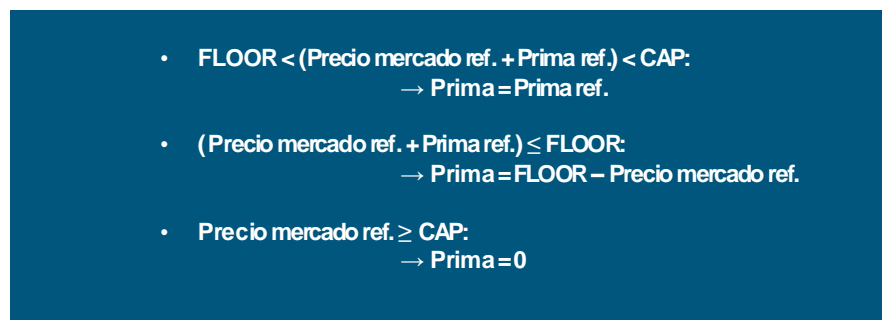


Figura 58 - Esquema de la retribución del régimen especial

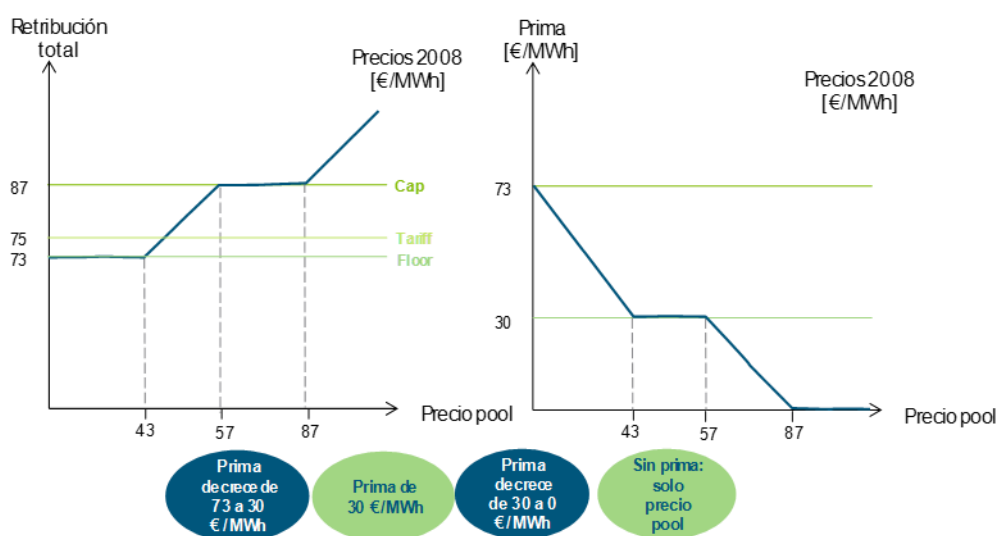


Figura 59 - Retribución del régimen especial

Según el Real Decreto 661/2007 [53], la condición de instalación de régimen especial la otorga la Comunidad Autónoma correspondiente, siendo la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial la condición necesaria para acceder al régimen económico regulado por dicho Real Decreto, siempre que el objetivo de potencia instalada fijado para cada tecnología en el propio Real Decreto no haya sido cubierto.

Tabla 8 - Límites de potencia para acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007

Categoría	MW en RD 661
Solar Térmica	500
Eólica	20.155
Hidráulica < 10MW	2.400
Biomasa	1.317
Biogás	250

Una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia (Tabla 8) se definirá, mediante Resolución, el plazo máximo durante el cual las instalaciones que obtengan su inscripción definitiva tendrán derecho al régimen económico del Real Decreto 661/2007 [53], que en ningún caso será inferior a 1 año. La Comisión Nacional de la Energía (CNE) estableció un sistema de información en su web que determinaba en cada momento y para cada tecnología la potencia total con inscripción definitiva, el grado de avance con respecto a los objetivos de potencia y el plazo estimado de cumplimiento de dichos objetivos.

La Ley 17/2007 [33] por la que se modifica la Ley 54/1997 [6], adapta la Ley del Sector Eléctrico a la Directiva 2003/54/CE [32] sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad. Así, el Gobierno podrá establecer una prima para las instalaciones de energías renovables aun cuando la potencia instalada sea superior a 50 MW.

El Real Decreto 1578/2008 [40] modifica el régimen económico de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para las instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007 [53] para dicha tecnología, clasifica las nuevas instalaciones en dos tipologías según estén ubicadas en cubiertas (tipo I) o en el suelo (tipo II). La retribución de estas instalaciones se basa en diferentes convocatorias anuales con cupo de potencia por tipología y se ajusta a la curva de aprendizaje de la tecnología (para cada convocatoria se especifica el precio y el cupo de potencia), lo que se traduce en un abaratamiento del coste de la electricidad en relación al modelo anterior. También, este Real Decreto 1578/2008 [40] limita la aplicación del Real Decreto 661/2007 [53].

Debido al impacto económico que sobre el sistema tarifario tienen las energías renovables, se aprueba el Real Decreto Ley 6/2009 [39] con el fin de establecer unos mecanismos respecto al sistema retributivo de las instalaciones de régimen especial (salvo para tecnología fotovoltaica, ya regulado en el Real Decreto 1578/2008 [40]), y así garantizar la sostenibilidad del sistema, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Así, se crea un Registro de Preasignación de Retribución que permite conocer qué proyectos cumplen con las condiciones de poder ejecutarse, su volumen de potencia, el impacto en los costes de la tarifa eléctrica y su calendario. De esta manera, la inscripción en dicho Registro de Preasignación pasa a ser condición necesaria para obtener el régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007 [53]. Posteriormente, las instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación deberán ser inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.

Se prevé así mismo un régimen transitorio para garantizar la seguridad jurídica de aquéllos que ya habían realizado inversiones bajo el amparo del Real Decreto 661/2007 [53] antes de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 6/2009 [39]. Así, los proyectos que a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley 6/2009 [39] cumplieran todos los requisitos del Registro de Preasignación, salvo el referido al depósito del aval en favor de la Dirección General de Política Energética y de Minas, podrán presentar su solicitud de inscripción en un plazo determinado, y contarán con un plazo adicional para cumplir con el requisito del aval. Cuando la potencia inscrita sea inferior al objetivo previsto en el Real Decreto 661/2007 [53], el régimen económico previsto en el mismo se extenderá hasta su cumplimiento. Pero si la potencia inscrita es mayor al objetivo previsto, el régimen económico se aplicará y se agotará con dichas instalaciones inscritas. En este caso se podrán establecer restricciones anuales a la ejecución y entrada en operación de las instalaciones inscritas y la priorización de las mismas para no comprometer la sostenibilidad técnica y económica del sistema.

La potencia solicitada para las tecnologías termosolar y eólica excede ya los objetivos fijados en el Real Decreto 661/2007 [53], y con el fin de no comprometer el sistema, sólo se podrán incorporar al sistema 3.100 MW (porque son los que realmente cumplen las condiciones) de nueva potencia renovable al año hasta 2014, según establece la Resolución de 19 de noviembre de 2009 sobre la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro de preasignación [72].

Así, se acuerda ordenar los proyectos atendiendo a un criterio cronológico, y se dispone la puesta en marcha de las instalaciones en fases sucesivas de acuerdo al siguiente ritmo acumulado de implantación:

Fase 1:

- Solar termoeléctrica: 850 MW
- Eólica: 3.719 MW

Fase 2: vertido de energía > 1-1-2011; inscripción definitiva < 1-1-2013

- Sola termoeléctrica: 1.350 MW
- Eólica: 5.419 MW

Fase 3: vertido de energía >1-1-2012; inscripción definitiva < 1-1-2013

- Solar termoeléctrica: 1.850 MW
- Eólica: resto de potencia inscrita al amparo de DT 5ª Real Decreto Ley 6/2009

Fase 4: vertido de energía > 1-1-2013; inscripción definitiva < 1-1-2014

- Solar termoeléctrica: resto de potencia inscrita al amparo de DT 5ª Real Decreto Ley 6/2009 [39]

El régimen económico del Real Decreto 661/2007 [53] se agotará cuando el objetivo de potencia sea alcanzado, y se aprobará, mediante Real Decreto, un nuevo marco jurídico económico.

En junio de 2010 se presentó en la Comisión Europea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (PANER) [73] que incorporaba los objetivos marcados por la Directiva 2009/28/CE [74] del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo al fomento del uso de energía procedente de fuentes .

Finalmente, en noviembre de 2011 se aprobó el nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 [75], que sustituye tanto al PER 2005-2010 como al PANER 2010-2020, atendiendo a los mandatos del Real Decreto 661/2007 [53], por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible [76].

El PER 2011-2020 [75] propone que las energías renovables representen en 2020 un 20,8% del consumo final bruto de energía en España, con una contribución de estas fuentes al consumo del transporte del 11,3% en ese mismo año, superando así los objetivos mínimos obligatorios establecidos para España en la directiva de energías renovables, que coinciden con los objetivos globales medios de la Unión Europea. Este 20,8% de consumo final bruto de energía mediante contribución de energías renovables, supone un consumo de un 39% sobre el total del consumo eléctrico. Debido a la coyuntura económica actual este documento se encuentra de nuevo en revisión.

Anteriormente, la normativa que se ha ido aprobando en relación a las energías renovables se ha destinado a su desarrollo y fomento, sin embargo, en estos momentos de crisis económica y de tendencia creciente del déficit de tarifa del sector eléctrico, las medidas que el Gobierno está aprobando están orientadas a la reducción del coste que suponen estas tecnologías al sistema.

En enero de 2012, con el fin de que acometer la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2012 [34], por el cual se suspenden los incentivos económicos para los proyectos encaminados a la instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, cogeneración y residuos. Además, suspende de forma indefinida los procedimientos de inscripción en el Registro de preasignación de retribución previstos en el Real Decreto-ley 6/2009 [39] y deja sin efecto, para las instalaciones fotovoltaicas, la celebración de convocatorias de preasignación de retribución para los años 2012 y sucesivos del Real Decreto-ley 1578/2008 [40].

A esta primera reforma del sector (Real Decreto-ley 1/2012 [34]), le siguieron el Real Decreto-ley 13/2012 [35], por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista y el Real Decreto-ley 20/2012 [23] de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Más tarde, se adoptó la ley 15/2012 de medidas fiscales para la sostenibilidad energética [38], en donde se marca la creación de nuevos impuestos para el sector eléctrico con fines estrictamente recaudatorios con la intención de reducir el déficit eléctrico. En él, se establece un impuesto para la producción de la energía eléctrica, que grava la actividad de generación y la incorporación de la energía al sistema eléctrico con un tipo impositivo de un 7%. A su vez, se crea un canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica con un tipo impositivo de un 22%, el cual se reduce un 90% en los casos en los que las centrales hidroeléctricas sean iguales o inferiores a 50 MW y para el bombeo. Esta ley también excluye del régimen económico primado a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables (ya sean instalaciones híbridas o no híbridas).

A finales del año 2012, se aprobó el Real Decreto-ley 29/2012 [42] para la eliminación del límite de déficit tarifario en 2012 y 2013 en el que se corrige o suprime del régimen económico primado para las instalaciones de régimen especial (renovables y cogeneración) que incumplan las obligaciones requeridas para su inscripción definitiva en el registro de preasignación.

Tras establecerse las medidas urgentes de 2012, unos meses más tarde se continuó con la reforma eléctrica por medio del Real Decreto-ley 2/2013 [36]. En él se sustituye la metodología por la que se actualizan las retribuciones, tarifas y primas de las actividades del sistema eléctrico vinculadas al IPC, IPC que se sustituye por el IPC subyacente a impuestos constantes. También, se modifica el Real Decreto 661/2007 [53], por el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, suprimiendo las primas existentes y eliminando la posibilidad de poder de acogerse con posterioridad a la opción de retribución a tarifa a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley opten por vender su energía en el mercado.

Se mantienen las retribuciones fijadas por las instalaciones adjudicatarias del concurso de tecnología solar termoeléctrica con carácter innovador.

El 16 de febrero de 2013 se aprobó la Orden IET/221/2013 [44], por la que se establecen los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial.

El 13 de julio de 2013 se aprobó el Real Decreto-ley 9/2013 [37], por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Este nuevo marco normativo establece un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos. Se abandona el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997 [6].

En primer lugar, desaparece el régimen especial, pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y asumir las obligaciones del mercado.

El nuevo régimen económico se basa en la percepción, en el caso en el que proceda, de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional específica articulada en:

- Un término por unidad de potencia instalada (€/MW) que cubra, cuando proceda, los costes de inversión de una instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de energía. Esta retribución a la inversión permite a la instalación poder alcanzar la rentabilidad razonable definida por el Gobierno. La instalación de energías renovables, cogeneración o residuos percibirá esta retribución a la inversión siempre que no haya alcanzado en el momento de la publicación del Real Decreto-ley 9/2013 [37] la rentabilidad razonable definida.
- Un término a la operación (€/MWh) que cubra la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de dicha instalación tipo. Esta retribución a la operación persigue hacer el EBITDA de la instalación nulo con el objetivo de que no tenga pérdidas de operación durante el proceso de generación de electricidad. La instalación de energías renovables, cogeneración o residuos no percibirá esta retribución a la operación siempre y cuando sus ingresos por venta de electricidad en el sistema sean superiores a sus costes de explotación.

Para las instalaciones con derecho a prima, con anterioridad a esta Ley el nuevo sistema retributivo garantiza una rentabilidad razonable para una instalación tipo que se estima, antes de impuestos, como las Obligaciones del Estado a 10 años (media de los últimos 10 años) incrementada con un diferencial de 300 puntos básicos y que en todo caso, podrá ser revisada a los seis años. Además, este nuevo marco suprime el complemento por eficiencia para las instalaciones que estuvieran percibiéndolo y la bonificación por energía reactiva.

La Ley 24/2013 [9] consagra estos principios y establece que el régimen retributivo de las instalaciones con derecho a prima, con anterioridad a esta Ley, se referenciará a las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos durante el primer periodo regulatorio que finalizará el 31 de diciembre de 2019. A partir del 1 de enero de 2020 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva.

Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior, en los términos establecidos a continuación:

- El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.
- Para el cálculo de dicha retribución específica se considerarán, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar:
 - Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
 - Los costes estándar de explotación.
 - El valor estándar de la inversión inicial.

En cada periodo regulatorio de seis años se podrá modificar todos los parámetros retributivos (incluido la rentabilidad razonable) sin que se pueda modificar la vida útil y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación; cada tres años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento. Al menos anualmente, se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación que dependan esencialmente del precio del combustible.

Finalmente, y desarrollando el Real Decreto-ley 9/2013 [37] se publica el Real Decreto 413/2014 [48] por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Orden Ministerial 1045/2014 [49] por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En esta misma Orden Ministerial también se indica la retribución a la operación y la retribución a la inversión para el primer semiperiodo regulatorio que termina en 2016 para todas las instalaciones tipo definidas.

Como bien se comentó en el segundo capítulo de este Trabajo Fin de Máster, el año 2014 fue el primer año del siglo XXI con superávit de tarifa eléctrica. A pesar de ello, el ministerio de Industria afirma a fecha de 2015 que este golpe de timón será sólo el inicio de unos años de superávit de tarifa mayor.

La medida que ha permitido al sector tener esta situación reside, entre otras, en el recorte de primas a las energías renovables, fijando una Tasa Interna de Retorno (TIR) de un 7,5% para las energías renovables.

En la Figura 60 [77] se muestran los recortes sufridos por las tecnologías renovables en el año 2014:

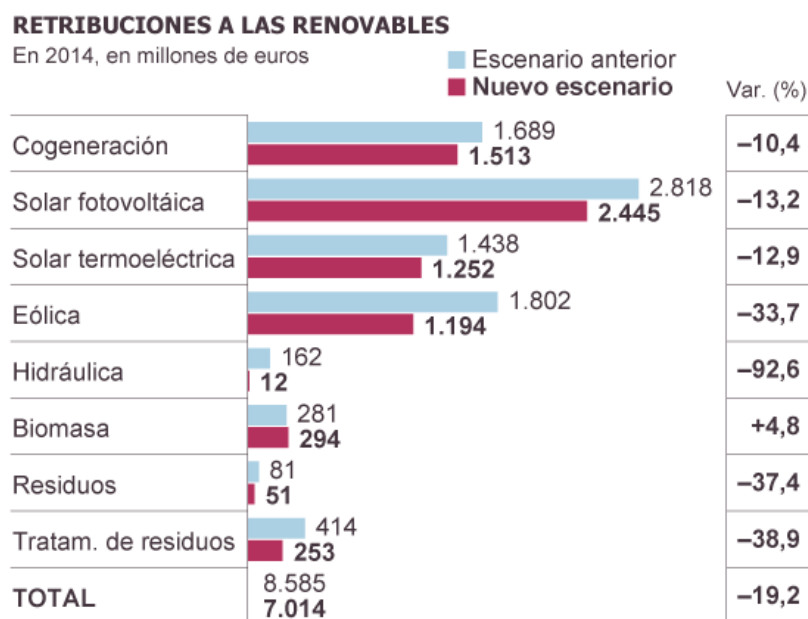


Figura 60 - Restricciones en la retribución a las renovables en 2014

Esta reducción ha redundado en un desencanto generalizado dentro del colectivo de inversores en energía renovable, que ahora han de asumir unas condiciones mucho más desfavorables, con ingresos reducidos drásticamente. Así, según lo afirmado por los inversores en energía fotovoltaica, aquellos que invirtieron en los últimos años en energía fotovoltaica ahora han de encarar casi 10 años de constantes pérdidas. Esta medida, entre otras, ha hecho que España pasará de ser el mejor país del mundo para invertir en renovables, a caer hasta el puesto 28 en dicho ranking elaborado por EY [78].

Además, esta medida se aplicó con carácter retroactivo desde julio del año 2013, por lo que la tecnología eólica debió devolver una cantidad que según la Asociación Empresarial Eólica (AEE) fue de 640 millones de euros.

De este modo, el sector eléctrico se ha ahorrado más de 2.000 millones de euros debido al recorte en dichas primas, pero la inversión en energía solar fotovoltaica se ha reducido considerablemente, existe menos confianza a la hora de invertir y eso repercute en intereses más altos por parte de los bancos, que a su vez provoca un mayor miedo a la hora de realizar la inversión.

En el año 2015 los costes correspondientes a las primas al régimen especial ascendieron a 6.670 millones de euros, lo que supone, aproximadamente, el 45% de los costes regulados, convirtiéndose en el término más significativo sobre los peajes de acceso. En la Tabla 9 se muestra el detalle por tecnologías de las principales magnitudes físicas y económicas del régimen especial a 31 de diciembre de 2015 [79].

Tabla 9 - Desglose de previsiones de las primas al RE - 2015

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Liquidada (kW)	Energía Vendida(GWh)	Nº Instalaciones	Ret. Regulada Total (Mill. €)	Ret. Regulada (cent€/kWh)
2015	COGENERACION	5.288.584	23.203	850	1.152,187	4,966
	SOLAR FV	4.605.801	7.798	60.314	2.434,954	31,226
	SOLAR TE	2.299.520	4.912	50	1.273,765	25,929
	EOLICA	22.785.237	47.764	1.316	1.253,570	2,625
	HIDRAULICA	1.698.382	5.205	966	73,853	1,419
	BIOMASA	730.132	3.360	199	261,390	7,779
	RESIDUOS	745.775	3.554	38	104,806	2,949
	TRAT.RESIDUOS	470.082	1.509	37	114,950	7,616
	OTRAS TECN. RENOVABLES	4.796	5	2	0,379	7,414
	38.608.309	97.310	63.772	6.669,853	6,854	

De la partida destinada a las primas, más de la mitad van dirigidas a la energía solar, tanto fotovoltaica como termoeléctrica, a pesar de que los GWh generados por estas tecnologías sólo representan en torno a un 10% de la generación del régimen especial.

En la Figura 61 se puede observar la evolución de las primas al régimen especial en la última década, donde se pone de manifiesto la alta penetración de instalaciones acogidas a éste régimen a partir del año 2005 acompañado del incremento de las primas a las mismas, así como el impacto del cambio en la regulación producido en 2014 con la aprobación del RD 413/2014 [48] donde se observa el fuerte recorte de estas primas con el objeto de “atajar” el déficit de tarifa.

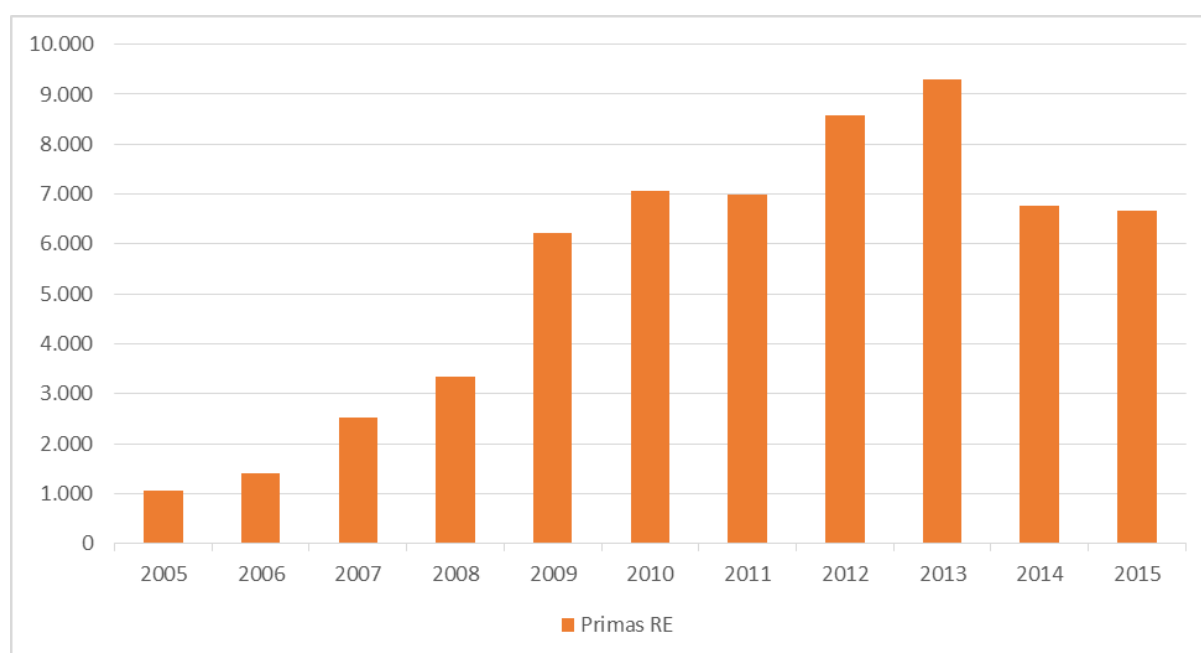


Figura 61 - Evolución de las primas al Régimen Especial 2005 – 2015 (millones de €)

4.4.4.- Servicio de interrumpibilidad

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el Operador del Sistema (REE) a los consumidores que sean proveedores de este servicio.

El servicio de interrumpibilidad entró en vigor en el año 2008 mediante la Orden ITC/2370/2007 [80], de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, partiendo de la necesidad de garantizar el suministro de electricidad a los consumidores. Desde entonces, los consumidores conectados en alta tensión que reúnen los requisitos definidos en la normativa pueden ser proveedores de este servicio de operación, por lo que reciben una compensación económica a cambio de la posibilidad de reducir la potencia demandada. Se trata de una herramienta que flexibiliza la operación del sistema de forma que se minimice el impacto en la seguridad del sistema eléctrico.

Posteriormente, en el año 2013, se aprobó la Orden IET/2013/2013 [81], de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En la Figura 62 se pueden observar los costes de este servicio desde su creación en 2008 hasta el año 2015 [82].

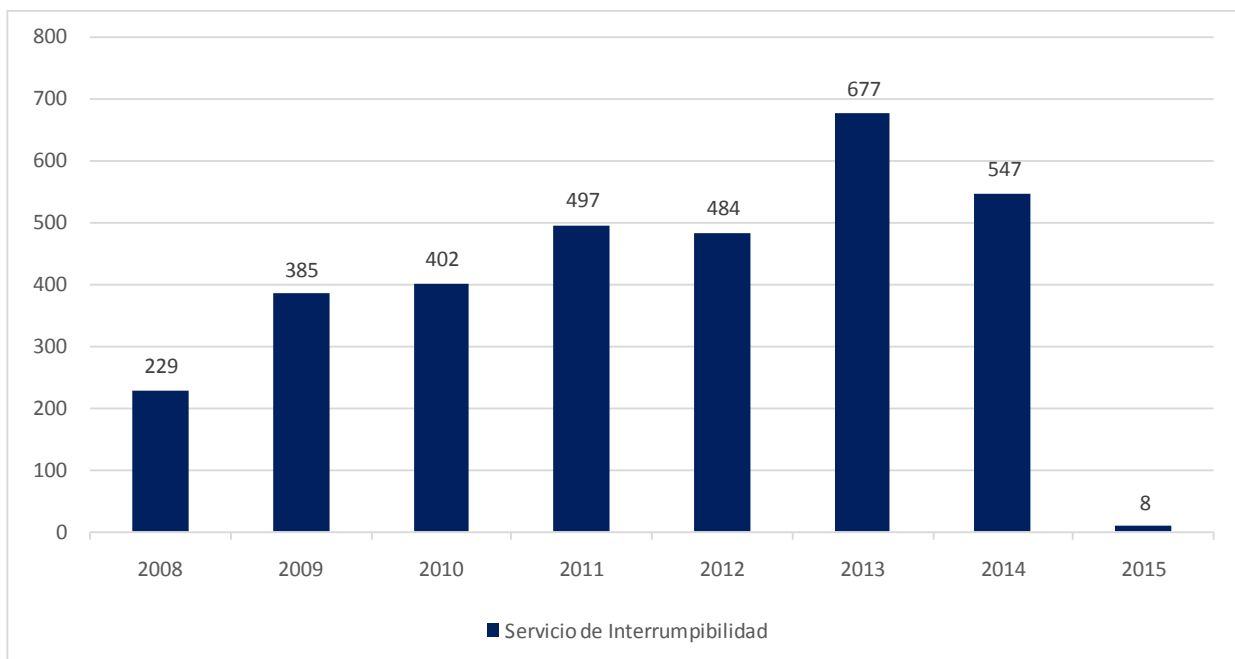


Figura 62 – Evolución costes del servicio de interrumpibilidad. 2008 – 2015 (millones de €)

Desde la primera liquidación de actividades reguladas del año 2015, el coste del servicio de demanda de interrumpibilidad deja de ser un coste liquidable del sistema pasando a ser soportado por la demanda, según establece la Disposición final primera de la Orden IET/2444/2014 [83], de 19 de diciembre, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013 [81]. No obstante lo anterior, en el año se incluyeron 8,4 millones de euros correspondientes a la retribución del servicio de interrumpibilidad prestado por los proveedores del servicio en los territorios no peninsulares, conforme se establece en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2013/2013 [81], que establece que se seguirá aplicando el mecanismo de la Orden ITC/2370/2007 [80] en tanto que el Operador del Sistema no desarrolle la nueva metodología para estos sistemas.

4.4.5.- Costes asociados a la industria nuclear

Moratoria Nuclear. Tras la crisis energética del año 1973 se elabora en España el Plan Energético Nacional de 1975 (con una duración prevista hasta 1985), con el principal objetivo de reducir de forma drástica la dependencia española del petróleo. De esta forma se establece un fuerte desarrollo de la energía nuclear, que debía satisfacer el 22,8% de la energía primaria y el 56% de la producción de energía eléctrica.

En 1978 se redacta un nuevo Plan Energético Nacional, que comprende los años 1978-1987 y supone una reducción del programa nuclear, al pasar en el balance energético previsto para el año 1987 a representar el 14,8 % de la producción total de energía primaria y el 37,2 % de la producción eléctrica. Se trata de un programa más realista que el de 1975.

En noviembre de 1982, se suspende el Plan Energético de 1978, que es sustituido por el Plan Energético Nacional 1983-1992, en relación con su promesa electoral que pretendía limitar el peso nuclear a 7.500 MW, unos 5.000 menos que los contemplados en el Plan de 1978-1987.

En 1984, de acuerdo con dicho Plan Energético Nacional, fueron paralizadas las obras de cinco centrales nucleares españolas que se hallaban en fase de construcción: Lemóniz I y II en Vizcaya con una potencia de 930 MW cada una, Valdecaballeros I y II en Badajoz con 975 MW cada una, y Trillo II en Guadalajara con 1.041 MW. Desde entonces estas cinco unidades permanecieron en moratoria, es decir, con la construcción paralizada hasta que se decidiese su destino final.

El 30 de diciembre de 1994 se aprueba la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional [63], que declara la paralización definitiva de los proyectos de construcción de las centrales nucleares de Lemóniz, Valdecaballeros y Trillo II, y la extinción de las autorizaciones concedidas, creándose una deuda con las empresas propietarias de las centrales en moratoria nuclear por sus activos paralizados de cerca de 3.800 millones de euros.

La Disposición adicional séptima de la LSE de 1997 [6] estableció de forma definitivamente la compensación que los titulares de los proyectos de construcción que se paralizaron percibirían una compensación por las inversiones realizadas en los mismos y el coste de su financiación mediante un porcentaje de la factura eléctrica. Se fijó una compensación individual para cada proyecto y un plazo máximo de veinticinco años para su completo pago, contados a partir del 20 de enero de 1995. Además, para tratar de evitar una situación parecida en el futuro, dicha Ley supuso una liberalización completa de la actividad de producción de energía eléctrica, abandonándose la idea de una planificación centralizada, excepto en el caso del transporte, de modo que la construcción de centrales nucleares sólo estaría sujeta al régimen de autorización administrativa previa.

En el Real Decreto 2017/1997 [54] se define la moratoria nuclear como coste con destino específico, que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. La cuantía de este coste específico se establece a partir del 1 de enero de 2015 en un porcentaje de 0,447% sobre el peaje de acceso según la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015 [83].

En dicha orden se establece así mismo, que la cuota correspondiente a la Moratoria nuclear será de aplicación a los consumos facturados hasta el 31 de agosto de 2015 y que los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta a estos efectos, una vez liquidado el Fondo de Titulización de Activos, se incorporarán como ingresos liquidables del ejercicio en curso que corresponda, y en todo caso hasta el día 19 de enero de 2020. Dicho saldo se incorporó en el ejercicio 2015 suponiendo un ingreso en el sistema de liquidaciones de 10 millones de euros.

En 2013, las anualidades efectuadas a Trillo II, Valdecaballeros y Lemóniz supusieron un coste de 68 millones de euros, siendo el reparto de los mismos desde el año 2010 los que se muestran en la Figura 63.

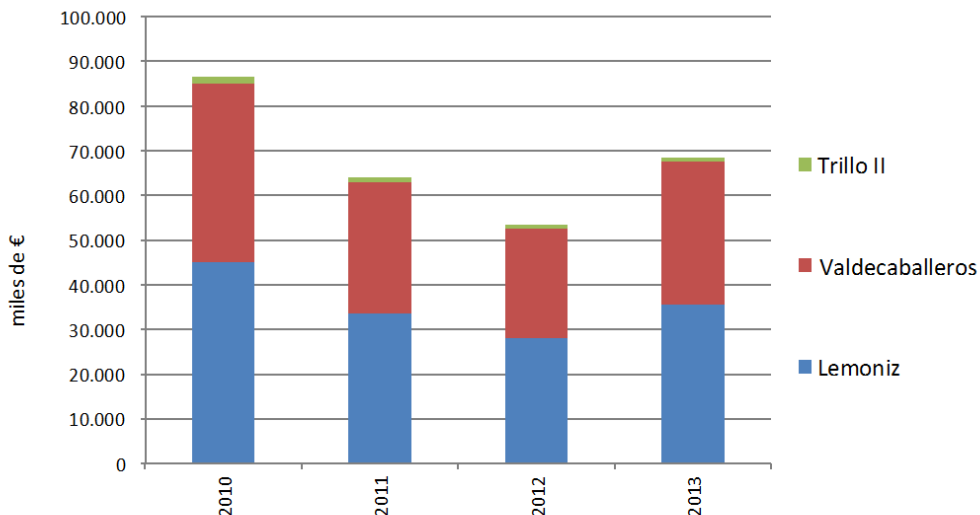


Figura 63 - Costes de la moratoria nuclear periodo 2010-2013

Stock básico del uranio. El Plan Energético nacional de 1978 prevé la constitución de un "stock" básico de uranio natural y enriquecido, con el fin de asegurar al máximo el abastecimiento de combustible nuclear. La regulación de la primera parte del ciclo del combustible nuclear, que comprende todas las fases anteriores a la utilización del combustible nuclear en un reactor nuclear, se inició mediante el Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, sobre Ordenación de Actividades en el Ciclo del Combustible Nuclear [84]. Este Real Decreto faculta en su artículo 8 a la "Empresa Nacional del Uranio, Sociedad Anónima" (ENUSA) para constituir y gestionar un "stock" básico de uranio, natural y enriquecido, de forma que pueda participar en el mercado nacional e internacional de materiales y servicios relacionados con el mismo.

El "stock" es financiado por ENUSA, y los costes financieros de dicha financiación son compensados directamente por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a ENUSA con cargo a los ingresos por consumo de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional decimotercera de la Ley 54/1997 [6].

Segunda parte del ciclo del combustible nuclear. La Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear [85], define residuo radiactivo como cualquier material o producto de desecho, para el cual no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de actividad superiores a los establecidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear.

El artículo 38 bis de la misma ley establece que la gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible gastado, y el desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares, constituye un servicio público esencial que se reserva a la titularidad del Estado de conformidad con el artículo 128.2 de la Constitución.

Es mediante los Reales Decretos 1522/1984, de 4 de julio [86], y 1899/1984 [87], de 1 de agosto, que se autoriza la constitución de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S. A., (Enresa), encomendándosele la gestión de este servicio público. Nace así Enresa, una empresa pública cuyo objetivo es realizar las actividades propias de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear.

La tutela de ENRESA corresponde al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, quien lleva a cabo la dirección estratégica y el seguimiento y control de sus actuaciones y planes, tanto técnicos como económicos, a la vez que corresponde al Gobierno el establecimiento de la política sobre gestión de los residuos radiactivos, mediante la aprobación del Plan General de Residuos Radiactivos.

Por otro lado, es Enresa quien gestiona y administra los recursos económicos que se van obteniendo para la financiación de los cometidos para los que fue constituida (Figura 64 [88]). La disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico [6], declarada vigente por la Ley 24/2013 [9], de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que la gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible gastado y el desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares se efectuará con cargo al “Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos” (PGRR). Este fondo se dota mediante las siguientes vías:

- Las cantidades ingresadas por medio de la aplicación de porcentajes sobre tarifas de acceso a clientes finales, recogidos en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica de cada año.
- Las cantidades ingresadas para la gestión de los residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles y para el desmantelamiento de las instalaciones de fabricación de elementos combustibles.
- Facturación a los explotadores de las instalaciones radiactivas generadoras de residuos radiactivos mediante tarifas aprobadas por el Ministerio de Economía.

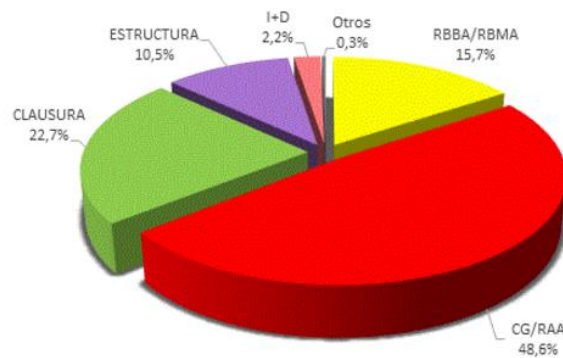


Figura 64 - Distribución costes segunda parte ciclo combustible nuclear

Siendo:

- ✓ RBBA: Residuos de Muy Baja Actividad
- ✓ RBMA: Residuos de Media y Baja Actividad.
- ✓ CG: Combustible Gastado.
- ✓ RAA: Residuos de Alta Actividad.
- ✓ I+D: Investigación y Desarrollo.

Este Fondo sólo se puede destinar a costear las actuaciones previstas en el PGRR y al concluir el periodo de gestión de los residuos radiactivos y del desmantelamiento de las instalaciones contempladas en el PGRR las cantidades totales en él ingresadas deberán cubrir los costes incurridos de tal manera que el saldo final resultante sea cero. El valor del Fondo a 31 de diciembre de 2015 fue de 4.613 millones de euros, como resultado de la diferencia entre los ingresos y los costes incurridos hasta esa fecha.

Se estima un coste total de 18.492 millones de euros, para todo el periodo de gestión considerado, que se extiende hasta el año 2080. Los costes hasta la fecha representan aproximadamente un 26% del total.

Al igual que la moratoria nuclear, la segunda parte del ciclo del combustible nuclear queda definido en el Real Decreto 2017/1997 [54], de 26 de diciembre como coste con destino específico, que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. La cuantía de este coste específico se establece a partir del 1 de enero de 2015 en un porcentaje de 0,001% sobre el peaje de acceso.

4.4.6.- Compensación de sistemas extrapeninsulares

Además del sistema eléctrico peninsular existen en España otros sistemas con propiedades diferentes: los sistemas eléctricos insulares (Baleares y Canarias) y extrapeninsulares (Ceuta y Melilla). Estos presentan una serie de factores que afectan a la generación de electricidad. La falta de conexión de estos subsistemas con el sistema eléctrico supone un mayor coste de generación eléctrica y menor estabilidad del sistema, ya que es necesario un mayor nivel de reserva para hacer frente a posibles incidencias. El resultado es que los costes de generación de tales sistemas resultan más altos que los del sistema peninsular por lo que, dado que el sistema de tarifas es único para toda España, los sistemas no peninsulares se regulan de forma diferente para poder compensar el mayor coste.

En el artículo 12 de la Ley 54/1997 [6], de 27 de noviembre, se establece que las actividades para el suministro de energía eléctrica en territorios insulares y extrapeninsulares serán objeto de una reglamentación singular como consecuencia de su ubicación territorial. Esto es en base a la Directiva 96/92/CE [89] del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que considera que debe preverse la posibilidad de recurrir a determinadas excepciones para el funcionamiento de pequeñas redes aisladas.

Con el objetivo de garantizar el acceso de todos los ciudadanos a una electricidad asequible, y de asegurar la continuidad de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica que se desarrollen en estos territorios, se ha establecido una compensación para la generación por los extracostes en relación al sistema peninsular. Dicha compensación es financiada en parte a cargo de los Presupuestos Generales del Estado y mediante un término regulado en los peajes de acceso.

La compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares prevista para 2015 asciende a 1.774 millones de euros. El 50 por ciento de esta cantidad es financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2015, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013 [9], de 26 de diciembre.

La evolución de la compensación extrapeninsular durante la última década se puede ver en la Figura 65, donde se observa un aumento significativo de la misma desde el año 2006 [82].

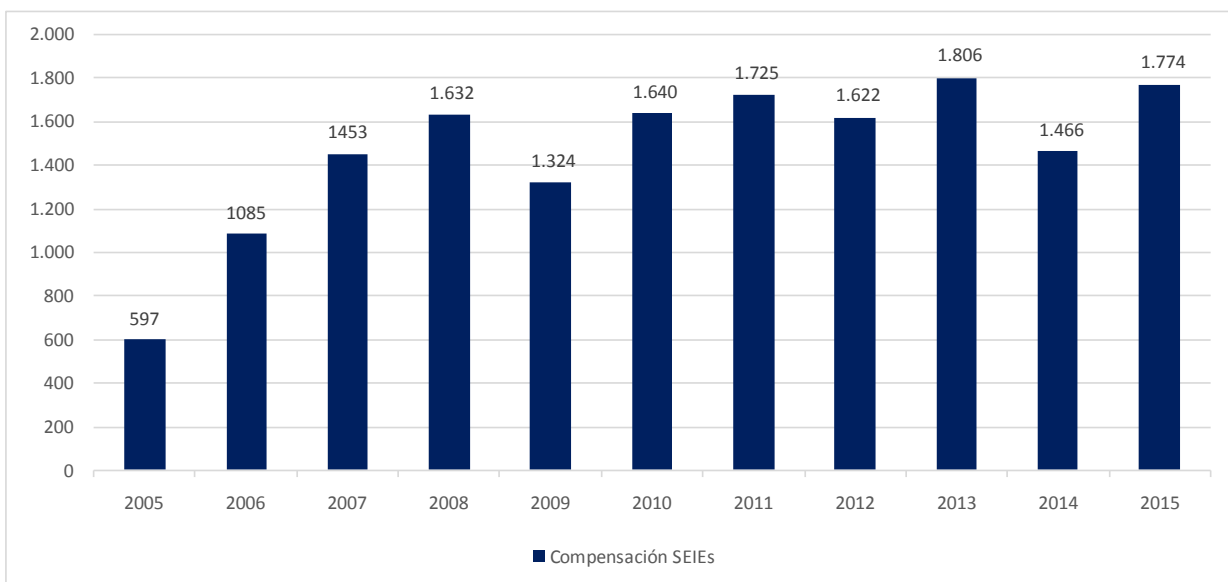


Figura 65 - Evolución costes sistemas extrapeninsulares (millones de €)

4.4.7.- Costes del Operador del Sistema (REE), Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) y Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)

Costes Operador del Sistema. Red Eléctrica de España (REE) realiza la función de Operador del Sistema Eléctrico, cuyo principal objetivo es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. La operación del sistema comprende las actividades de prever el consumo, operar y supervisar en tiempo real las instalaciones de generación y transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en la normativa vigente. Además, el Operador del Sistema es también el gestor de la red de transporte.

La función de Red Eléctrica, como operador del sistema, consiste en garantizar el equilibrio entre producción y consumo. Para ello, realiza previsiones de la demanda de energía eléctrica y opera en tiempo real las instalaciones de generación y transporte eléctrico, logrando que la producción programada en las centrales eléctricas coincida en cada instante con la demanda de los consumidores.

En el caso de que difiera, envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía.

Además, Red Eléctrica gestiona los servicios de ajuste (la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos) que adecuan los programas de producción resultantes de los mercados eléctricos diarios e intradiarios a los requisitos de calidad, fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

En 2015, la retribución correspondiente al Operador del Sistema ha sido de 54.592 miles de euros. Esta será asumida a partes iguales, por un lado, por el conjunto de los generadores del territorio nacional y, por otro lado, por el conjunto de los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de carga que actúen en el ámbito geográfico nacional. Dado el incremento de agentes y funciones asumidas por este operador, y al igual que en el caso del operador del mercado, resulta adecuado el paso de su financiación actual a través de los peajes de acceso a los sujetos a los que presta sus servicios.

La eliminación de la financiación del operador del sistema con cargo a los costes permanentes del sistema eléctrico se trata de una medida para contribuir a la reducción de costes del sistema eléctrico. De esta forma se financiará conforme a una metodología que será fijada por el Gobierno en función de los servicios que efectivamente preste. Se ha incluido un periodo transitorio para la adaptación a la nueva situación hasta que se realicen los desarrollos reglamentarios oportunos.

En el año 2015, los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional, pagaron al operador del sistema por cada una de las instalaciones de potencia neta, o instalada por CIL en el caso de instalación de tecnologías renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo primado o específico superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 38,43 euros/MW de potencia disponible.

Los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito geográfico nacional han pagado al operador del sistema 0,10865 euros por cada MWh que figura en el último programa horario operativo de cada hora.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 13.3.1) de la Ley 24/2013 [9], de 26 de diciembre, la diferencia, positiva o negativa, que se produzca entre esta cuantía prevista para la retribución al operador del sistema y la resultante de la recaudación para el año 2014 obtenida de acuerdo a lo dispuesto en los párrafos anteriores, tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable, y será incluida en el proceso de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de las liquidaciones.

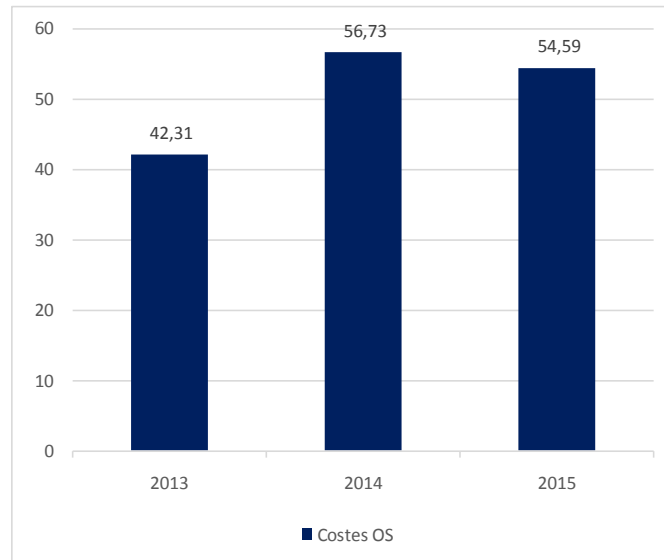


Figura 66 - Costes del OS en los últimos años (millones de €)

Costes Operador del Mercado. El Operador del Mercado asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

La cuantía correspondiente a la retribución de la sociedad OMI-Polo Español, S.A. correspondiente al año 2015 es de 14.320 miles de euros y de la misma forma que Operador del sistema, se financiará de los precios que cobre a los agentes del mercado de producción, tanto a los generadores del régimen ordinario y del régimen retributivo específico como a los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad [83].

En el año 2015, los generadores del mercado que actúan en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad han pagado al Operador del Mercado por cada una de las instalaciones de potencia neta o instalada en el caso del régimen especial superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 8,73 euros/MW de potencia disponible. Los comercializadores, consumidores directos en mercado y gestores de cargas del sistema, que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado 0,024716 euros por cada MWh que figura en el último programa horario final de cada hora [83].

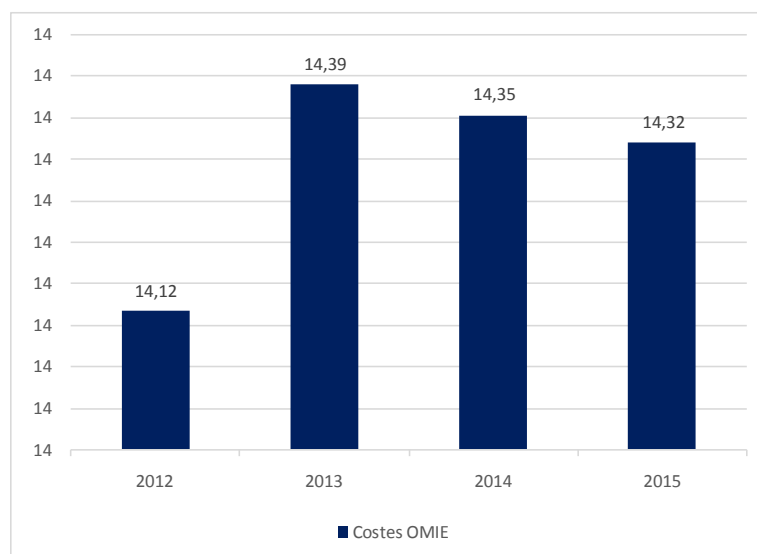


Figura 67 - Costes OMIE últimos años (millones de €)

Costes Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). La CNMC (extinta Comisión Nacional de la Energía, CNE) se financia a través de tres tasas, que se aplican a los sistemas de hidrocarburos líquidos, de hidrocarburos gaseosos, y a los sistemas eléctricos. Esta última tasa se define en el Real Decreto 2017/1997 [54], de 26 de diciembre, como coste con destino específico, que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. La cuantía de la tasa a la CNMC se establece, para el año 2015, en un porcentaje de 0,150% sobre el peaje de acceso [83].

4.4.8.- Costes por diferencia de pérdidas

Como se vió en el capítulo 1, para considerar las pérdidas del sistema, hasta el 31 de marzo de 2015, se utilizaban unos coeficientes de pérdidas para transpasar la energía suministrada a los consumidores, a barras de central, que dependían del peaje contratado por el consumidor. Dichos coeficientes se denominaban coeficientes de pérdidas estándar.

Estos coeficientes de pérdidas estándares podían ser superiores o inferiores que las pérdidas reales o medidas, por lo que, el Real Decreto 485/2009 [28], de 3 de abril, establece como elemento de cierre, el saldo resultante de la diferencia entre las pérdidas medidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el procedimiento de balance del conjunto del sistema.

Desde la entrada en vigor del Real Decreto 485/2009 [28] hasta el año 2015, el saldo resultante de la diferencia entre las pérdidas medidas y las pérdidas estándares ha generado en cada uno de los años un ingreso o coste liquidable en el sistema de liquidaciones (ingresos o costes por diferencia de pérdidas según liquidaciones de actividades reguladas), según las pérdidas medidas hayan sido mayores o menores que las pérdidas estándares, respectivamente.

En la Figura 68 [82] se muestra la evolución de los importes liquidados en concepto de diferencia de pérdidas desde su establecimiento en el año 2009 hasta el 31 de marzo del año 2015, fecha a partir de la cual el Real Decreto 216/2014 [22] establece que la elevación a barras de central de la energía suministrada a los consumidores se realizará mediante unos coeficientes de liquidación horarios reales que publicará Red Eléctrica de España.

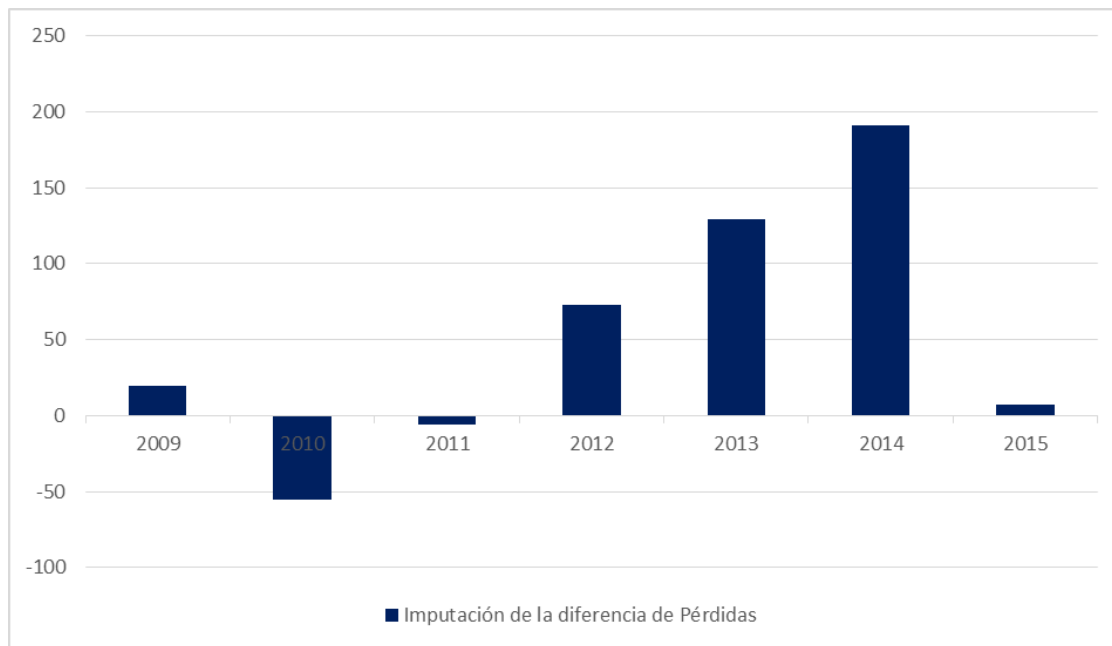


Figura 68 – Evolución de ingresos/costes por diferencia de pérdidas (millones de €)

4.4.9.- Déficit de tarifa: marco normativo y costes asociados.

Como se vió en el segundo capítulo de este Trabajo Fin de Máster, el déficit de tarifa es la diferencia entre la cantidad total recaudada a través de los peajes de acceso a las redes y cargos y los costes reales asociados a dichas tarifas.

Marco normativo del déficit de tarifa. El desacoplamiento entre las tarifas reguladas y los costes incurridos en la provisión de las mismas se articuló principalmente a través del Real Decreto 1432/2002 [90]. En esta norma, se fijó una tasa de crecimiento máxima permitida a las tarifas reguladas, en la medida en que esta tasa de crecimiento máxima era totalmente independiente de la evolución de los costes realmente incurridos, sujetos a las dinámicas de sus respectivos mercados.

Los efectos de esta normativa podrían considerarse negativos en términos de eficiencia, desarrollo de la liberalización y el elevado déficit de tarifas acumulado al que dio lugar (ver Figura 69). Efectivamente, el sistema creado:

- Es insostenible a futuro, tanto para las empresas (imposibilidad de financiar continuamente un déficit acumulado siempre creciente), como para los consumidores (inviabilidad en términos de seguridad de suministro de un modelo en el que el precio de un producto es sistemáticamente menor que su coste).
- Reduce los incentivos a la eficiencia, especialmente para los consumidores, los cuales están aislados de la señal de precios del mercado (ineficiencia en el consumo y en las decisiones relativas a equipamientos).
- Es incompatible con la liberalización misma, ya que imposibilita el desarrollo del mercado de comercialización de electricidad: los suministros a mercado (cuyo precio de suministro es la suma del precio de la energía en el mercado más los peajes) tiene un precio inevitablemente mayor que el de los suministros regulados (cuyo precio regulado está limitado por el mencionado real decreto).

Posteriormente, el Real Decreto 1634/2006 [91] aunque no imponía un límite legal a los incrementos de tarifas reguladas, reconoció la posibilidad de que existiese déficit tarifario. De hecho, en el mismo momento de la fijación de las tarifas se reconocía la existencia de un déficit tarifario ex-ante, igual a la diferencia entre los ingresos y los costes regulados previstos. Así, la normativa no aseguraba la suficiencia tarifaria dentro del año, y ni siquiera que este déficit fuera coyuntural y no estructural, por lo que puede considerarse que mantenía buena parte de los problemas identificados en la normativa precedente.

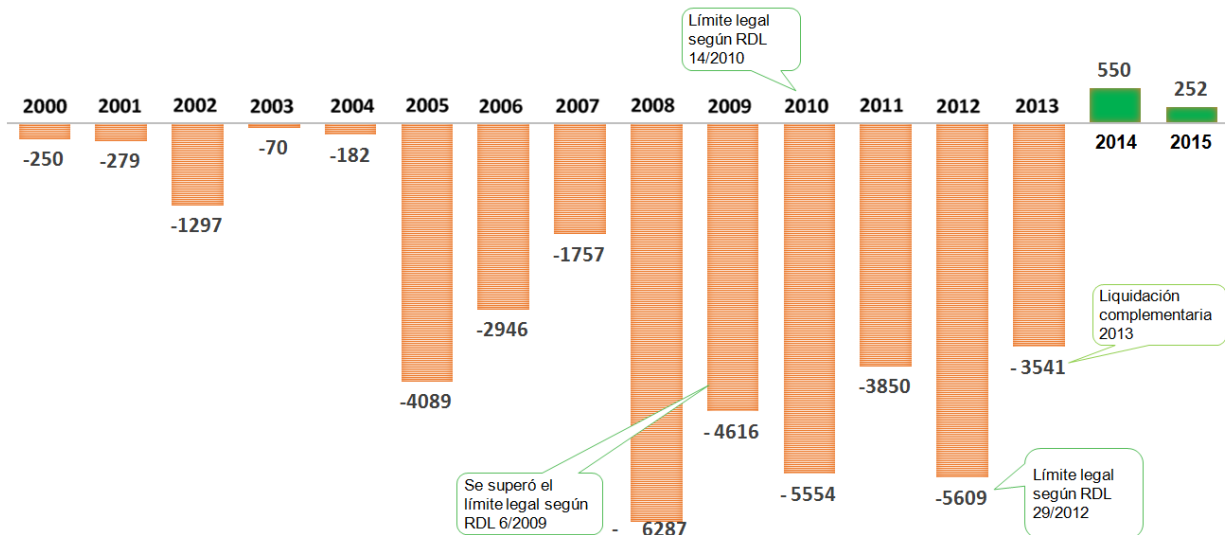


Figura 69 - Evolución del déficit de tarifa (millones de €)

Adicionalmente, a lo largo de los últimos años se han emitido normativas y regulaciones relacionadas – de forma más o menos evidente – con el ámbito y contención del problema del déficit de tarifas:

- En marzo de 2006, el Gobierno trató de contener la creación de un nuevo déficit significativo publicando el Real Decreto-ley 3/2006 [92]. En éste, por un lado, se fijaba provisionalmente el precio de las transacciones de compra-venta de energía en el mercado diario entre empresas de un mismo grupo empresarial en un valor regulado de 42,35 €/MWh. Esta intervención del mercado dio lugar a numerosos problemas y fue finalmente suprimida al inicio del año siguiente. Ese mismo Real Decreto-ley obligaba a devolver el valor de los derechos de CO₂ que habían sido otorgados gratuitamente a las empresas con centrales emisoras en el Plan Nacional de Asignaciones (PNA) 2005-2007. El desarrollo de esta norma tardó dos años en realizarse, provocando numerosos problemas por el vacío normativo y la incertidumbre generada. A finales de 2007 se aprobó la Orden Ministerial ITC/3315/2007 [93], que desarrollaba el citado Real Decreto-ley. En ella, se obligaba a las empresas a devolver con carácter retroactivo el valor de los derechos asignados de forma gratuita tanto a centrales que recibieron derechos como a centrales que, ni recibieron dichos derechos ni emiten CO₂, como las nucleares y las hidráulicas.
- A finales del año 2006 se publicó el Real Decreto 1634/2006 [94], de 29 de diciembre, por el que se establecen las tarifas del 2007. En él se toman varias medidas para intentar solventar el problema del déficit (aunque en realidad ninguna de ellas actúa directamente sobre el origen del problema, la adecuación de las tarifas a los costes reales de proveer el servicio):
 - En primer lugar, y como ya se ha expuesto, se reconoció un déficit ex-ante al inicio del periodo. Esto significó una tarifa eléctrica insuficiente para cubrir los verdaderos costes de la energía.
 - En segundo lugar, se estableció que el proceso de compra-venta de energía para el suministro a tarifa se realizaría a través de unas subastas (dando comienzo en junio 2007) creadas para tal fin. Con esta medida se logró un precio de la electricidad para el suministro a tarifa más estable, limitando así el riesgo de la magnitud final del déficit.

- Durante el año 2007, el Gobierno siguió sin adecuar las tarifas reguladas a su nivel real, justificando su decisión bajo el argumento de “responsabilidad política”. Para evitar un incremento mayor del desfase entre ingresos y costes regulados, se redujeron algunos conceptos de coste incluidos en las tarifas. La motivación de estas modificaciones se encontraba en el objetivo de reducir los costes soportados por la tarifa regulada, lo cual se traduce directamente en una reducción del déficit tarifario. Entre estas modificaciones se encontraban la reducción de los pagos por capacidad o el traspaso de costes a los titulares de instalaciones de generación eléctrica nucleares cuando antes eran soportados por la tarifa. Este tipo de motivaciones, en ningún caso podría considerarse una buena práctica regulatoria y resultan inevitablemente en una mayor percepción de inestabilidad y riesgo regulatorio.
- En noviembre de 2007 se aprobó el Real Decreto-ley 11/2007 [95], el cual busca aplicar principios similares a los que planteó la Orden Ministerial de desarrollo del Real Decreto-ley 3/2006 [92] (Orden ITC/3315/2007 [93]) en lo concerniente a devolución del valor de los derechos de emisión de CO₂ asignados gratuitamente, extendiendo su ámbito de aplicación al periodo 2008-2012. Dicha norma fue recurrida por diversas empresas y denunciada por UNESA ante la Comisión Europea y finalmente derogada a partir de julio de 2009 con la aprobación del Real Decreto-ley 6/2009 [39].

Hasta la publicación del Real Decreto-ley 6/2009 [39], como se ha señalado, cinco empresas eléctricas estaban obligadas a financiar el déficit de la tarifa eléctrica sin un reconocimiento explícito a su derecho a recuperarlo. El 93% de este déficit acumulado ha sido financiado desde hace más de 10 años por las mayores empresas eléctricas españolas: Endesa, Iberdrola y Unión Fenosa (posteriormente Gas Natural Fenosa), y el resto por Hidroeléctrica del Cantábrico y E.ON (temporalmente Elcogás participó en dicha financiación con un porcentaje marginal).

El déficit tarifario tiene como impacto directo el incremento del endeudamiento de dichas empresas, perjudicando directamente su posición en los mercados y, por tanto, su capacidad para financiar las inversiones asociadas a las actividades eléctricas, que son su principal negocio y, además, muy intensivas en capital.

Puesto que esta situación tiene una consecuencia patrimonial directa sobre los estados financieros de las empresas, éstas pueden soportarlo directamente o cederlo a terceros, que bien lo mantienen como una inversión o bien lo pueden titular. La titulación consiste en transmitir a terceros (entidades financieras o fondos de titulación de activos) la deuda acumulada en los balances de las empresas, convirtiendo los derechos de cobro de dicho déficit en un título negociable a cambio de un tipo de interés. Es necesario puntualizar que el proceso de titulación no supone la obtención de ingresos o beneficios adicionales para las empresas, sino exclusivamente la eliminación de su balance de una deuda que tiene su origen en decisiones de los Gobiernos.

El Gobierno autorizó por vez primera esta opción en 2003. La Orden Ministerial ECO 2714/2003 [96], de 25 de septiembre, autorizó la cesión o titulación del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y la revisión de los costes extrapeninsulares. Así:

- La cesión del déficit evita que las empresas eléctricas tengan que endeudarse para poder financiar el déficit del Sistema.
- Se facilita que las empresas eléctricas dediquen sus recursos a lo que es su función – invertir y operar el sistema energético.

A raíz de esa operación, se han transmitido los derechos de cobro (actualizados anualmente con el Euribor) para la recuperación del déficit tarifario a diversos agentes financieros, lo que ha permitido a las empresas percibir anticipadamente las cantidades objeto de la cesión, de forma que pueden destinar sus recursos financieros a su negocio habitual.

La Tabla 10 muestra la relación de empresas y bancos que intervinieron en los dos primeros procesos de cesión del déficit tarifario en España.

Tabla 10 - Cesiones del déficit tarifario desde el año 2000

Empresas	Déficit de Tarifa Años 2000-2002		Déficit de Tarifa Año 2005	
	Millones €	Entidades Bancarias	Millones €	Entidades Bancarias
Endesa	658		1.691	
Iberdrola	517	BBVA	1.341	CITIGROUP
Unión Fenosa	178	SCH	492	JP
Enel-Viesgo	70	CAJA MADRID		MORGAN
Hidrocantábrico	65	MERRILL	233	BANCAJA
Elcogás	34	LYNCH	73	BBK
TOTAL	1.522		3.830	

La Ley 24/2013 [9], nueva Ley del Sector Eléctrico, en su artículo 19, indica que la parte del desajuste que, sin sobrepasar los límites establecidos, no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.

En el Real Decreto 1634/2006 [94], de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2007, el Gobierno reconoció un déficit ex ante de 1.500 M€ hasta septiembre de 2007 y estableció que se financiaría vía los ingresos obtenidos mediante subastas del derecho a percibir mensualmente un determinado porcentaje de la facturación mensual por tarifas reguladas de suministro y peajes, como máximo, en los siguientes 15 años.

El procedimiento y las bases para la celebración de las subastas se desarrollaron en la Orden 694/2008 [97] publicada en el BOE del 15 de marzo y que sustituyó a la Orden 1017/2007 [98].

En estas subastas podía participar cualquier agente jurídico (o grupo de agentes a través de un representante único) que previamente estuviera inscrito en el registro de la subasta. La Comisión Nacional de la Energía (CNE) fue la entidad encargada de la gestión de las subastas. Cada agente sólo podía hacer una oferta, que entregaba en un sobre cerrado, de un mínimo de 25 M€ a adjudicarse, o múltiplos de esta cantidad, especificando el diferencial sobre el tipo de interés de referencia (Euribor a tres meses).

Los agentes adjudicados en la subasta adquieren el derecho de cobro de una parte de las cantidades recaudadas con la tarifa integral y peajes en un período, como máximo, de 15 años.

De este modo, las empresas del sector eléctrico pueden desvincularse de la financiación del déficit ex-ante que pasa directamente a los adjudicatarios de la subasta. Las empresas eléctricas financiadoras del déficit ingresarían la parte correspondiente en una cuenta abierta para tal efecto y gestionada por la CNE, que según el RD 2017/1997 [54], era el agente responsable de efectuar las liquidaciones (agente de cobros y pagos del Sistema Eléctrico Español).

Desgraciadamente, la primera subasta de derechos de cobro bajo esta nueva fórmula no tuvo éxito, en parte debido a la especial coyuntura de los mercados financieros durante el año 2007, pues no aparecieron compradores a los precios de referencia que al parecer se barajaron. Los cambios normativos que afectaron al déficit ex ante entre el final de 2007 y el principio de 2008 permitieron que se adjudicasen 1.300 M€ en junio de 2008, correspondientes a la totalidad del déficit de 2007 y una fracción del de 2008. Sin embargo, la siguiente subasta, que se celebró a finales de septiembre del mismo año cerró con un nuevo fracaso, al no poderse adjudicar importe alguno, en un contexto de gran turbulencia de los mercados financieros internacionales. No se han vuelto a celebrar subastas del déficit ex-ante.

Una primera solución y más sencilla y eficiente al problema del déficit financiado con cargo al consumo futuro, sería que la totalidad de los costes actuales se trasladan al precio presente sin restricción alguna. Esto

llevaría a unas subidas instantáneas (o en un corto plazo de tiempo) de los peajes aproximadamente del 70%. El efecto en el precio final de venta de la electricidad al consumidor de esta subida al incorporar el coste de la energía resultante del mercado se situaría entre el 30-35%, según la tensión y el tipo de suministro. A medio-largo plazo, la subida necesaria se sitúa en torno al 100% de los peajes.

Realizar un ajuste de peajes de este calado en un corto espacio de tiempo podría tener efectos negativos sobre los consumidores finales de electricidad. Por un lado, aquellos consumidores en los que la electricidad es una materia prima, recibirían en el corto plazo señales ineficientes en los precios de la misma que básicamente se trasladarían a precio final del producto, encareciendo los mismos para el consumidor final y perdiendo competitividad en los mercados internacionales. Una adecuación progresiva de las tarifas daría las señales adecuadas para reconvertir las cadenas de producción buscando métodos más eficientes de aprovechamiento de la electricidad, con menor impacto en los precios finales de los productos.

En cuanto al consumidor doméstico, el encarecimiento rápido de la electricidad se convertiría directamente en un decremento de su renta disponible.

Estos efectos se ven agravados en una situación como la actual, con la existencia de una crisis económica generalizada, con estancamiento del crecimiento económico, precios y rentas, y aumento del paro.

Además, los peajes eléctricos no solo contemplan los costes propios del suministro de electricidad, sino que como se ha señalado anteriormente, recoge otros costes vinculados a políticas económicas y energéticas no relacionadas directamente con el suministro eléctrico.

En este contexto se aprobó el Real Decreto-ley 6/2009 [39], de 30 de abril, cuya finalidad era acabar con los efectos perniciosos del déficit de tarifas, permitiendo una adaptación progresiva de los consumidores a los nuevos precios necesarios de las tarifas de acceso. Este real decreto-ley fue posteriormente actualizado por los Reales Decretos-ley 6/2010 [99] y 14/2010 [43], y le siguieron una serie de cambios regulatorios destinados a controlar y eliminar la generación de déficit en el sector eléctrico.

El Real Decreto-ley 6/2009 [39]. Los principales mecanismos que se definen en esta norma son:

- Eliminación definitiva del déficit de tarifa en el año 2013, de manera que los ingresos en ese año sean suficientes para cubrir los costes (esto se conoce como “principio suficiencia tarifaria”). Se establece un período transitorio en el que el déficit anual no puede superar los 3.500, 3.000, 2.000 y 1.000 M€ en 2009, 2010, 2011 y 2012 respectivamente. De esta manera se permite laminar en varios años el incremento necesario de las tarifas de acceso, permitiendo que los consumidores puedan adaptar métodos más eficientes a sus consumos eléctricos.
- Puesto que podría haber una serie de consumidores finales que por sus especiales condiciones de consumo, renta, situación familiar o laboral no podrían conseguir ofertas competitivas por parte de los suministradores en un caso, ni podrían tener capacidad de adaptación de sus consumos en otro, se establecen mecanismos que permiten satisfacer requerimientos de protección y eficiencia a la vez, como son la Tarifa de Último Recurso ahora PVPC y el bono social.
- Adicionalmente, se eliminan progresivamente los sobrecostes de la generación extrapeninsular de la tarifa eléctrica trasladándose a los Presupuestos Generales del Estado. Estos costes obedecen a políticas de solidaridad territorial, si bien quedan aún incluidos otros costes derivados de políticas energéticas de ámbito nacional, políticas sociales, etc.

También se establece que las empresas eléctricas no tienen la obligación de ser quienes asuman el déficit en sus cuentas. Esto permite que liberen recursos financieros para el ejercicio de su actividad y mejorar su situación patrimonial de deuda.

Para la financiación de los déficits anuales máximos establecidos en este Real Decreto-ley, en enero de 2011 se creó un Fondo de Titulización, Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE). Hasta ese momento la volatilidad de los mercados había impedido la constitución del fondo y la realización de la primera emisión. La

finalidad del FADE es la emisión de instrumentos financieros para la colocación de la deuda a terceros, con el aval del Estado, para la cobertura de los importes máximos anuales referidos. El importe de los derechos de cobro inicialmente cedidos por las empresas al FADE ascendió a 16.694 M€ (que incluían los 3.000 M€ de déficit ex-ante de 2011).

Según el Real Decreto-ley, los posibles desajustes temporales que surjan entre los costes o ingresos reales respecto a los previstos para la fijación de los peajes serán financiados transitoriamente por las empresas eléctricas, si bien esos desajustes habrán de recogerse íntegramente en la revisión tarifaria inmediatamente posterior al momento en que se produzcan, de manera que las empresas tendrán únicamente que financiar los desvíos coyunturales que se produzcan entre cada revisión de tarifas.

Asimismo, se establece en este Real Decreto-ley que las cuantías pendientes por los déficits pasados que aún permanecen en los estados financieros de las empresas sean traspasadas al mencionado Fondo de Titulización, liberando de esta carga a las empresas eléctricas.

Real Decreto-ley 6/2010 [99]. Con este Real Decreto-ley de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo se incorporan actuaciones en diversos sectores estratégicos de la economía española. Por lo que se refiere al sector energético, se incluyen medidas que tienen como objetivo crear las condiciones para impulsar las empresas de servicios energéticos, así como otras relativas a la titulización del déficit de tarifa del Sistema Eléctrico y a la creación y regulación de la figura del gestor de recarga energética para impulsar el uso del vehículo eléctrico, además de la posibilidad de que la Administración pueda adoptar programas de ahorro y eficiencia energética en relación con este último.

Real Decreto-ley 14/2010 [43]. Pese a los límites al déficit ex ante impuestos por el Real Decreto-ley 6/2009 [39], la evolución de los costes del suministro y, sobre todo, las decisiones del Gobierno en relación con la evolución de los peajes eléctricos dio lugar a un fuerte incremento del déficit en 2009 y, especialmente, 2010.

El Real Decreto-ley 14/2010 [43] modificó los límites de déficit ex ante fijados por el Real Decreto-ley 6/2010 [99], estableciéndolos en las siguientes cantidades: de 2.000 a 3.000 M€ para 2011 y de 1.000 a 1.500 M€ para 2012.

Además, el Real Decreto-ley 14/2010 [43] dispuso que los desajustes temporales de liquidaciones del Sistema Eléctrico que se produjeran en 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 M€, tendrían la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010, generando derechos de cobro que podrían ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

En consecuencia, el déficit real en los años 2009, 2010 y 2011 se situó muy por encima de los límites establecidos inicialmente en el Real Decreto 6/2009 [39].

Finalmente, de acuerdo con este Real Decreto-ley 14/2010 [43], el déficit adicional en el que se pudiera incurrir hasta 2013 y los desajustes entre ingresos y costes regulados que se produzcan a partir de 2013, se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen las tarifas de acceso del período siguiente, incluyendo los intereses que pudieran devengar.

Real Decreto 437/2010 [100]. Este real decreto culmina el desarrollo normativo de la titulización del déficit de tarifa del Sistema Eléctrico, determinando los aspectos operativos y procedimentales, básicamente, el precio y las condiciones de la cesión de los derechos de cobro al Fondo de Titulización creado al efecto (Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico, FADE), tanto de los acumulados hasta 2009, como los que se produzcan hasta el final del año 2012, momento en el cual se debería alcanzar la suficiencia tarifaria. Según la referencia pública del Consejo de Ministros que aprobó esta norma: “El proceso de titulización del déficit tarifario se iniciará inmediatamente y estará supervisado por una Comisión Interministerial.”.

Emisiones de deuda tarifaria y Real Decreto 1307/2011 [101]. En enero de 2011, se llevó a cabo la primera emisión de títulos de deuda tarifaria por parte del FADE (2.000 M€ a un plazo de 3 años y al 4,9% de interés). Hasta septiembre de 2011 el FADE había colocado en el mercado financiero, mediante subastas, títulos con un valor nominal de 8.500 M€. Sin embargo, la crisis en los mercados financieros y de deuda soberana dificultaba la colocación de emisiones de deuda de gran volumen.

Para agilizar el proceso de titulización de la deuda tarifaria, el Gobierno aprobó un real decreto en septiembre de 2011 que modificaba el Real Decreto 437/2010 [100], ampliando a tres las posibles vías para colocar los títulos de deuda tarifaria en el mercado: (i) subastas, (ii) emisiones a precio convenido (previstas, como las subastas, en el Real Decreto 437/2010) y (iii) operaciones de venta simple de valores.

En términos prácticos, esta modificación abrió la posibilidad de que el FADE realizara “colocaciones privadas” de títulos de deuda tarifaria, permitiéndole ofrecer a las entidades financieras productos más acordes con sus preferencias (e.g. en términos de plazos, volumen, etc.).

Real Decreto-ley 1/2012 [34]. En este Real Decreto-ley se procedió a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, limitando su alcance a las instalaciones mencionadas que no hubieran obtenido aún la inscripción en el Registro de preasignación de retribución. Se suprimieron así los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007 [53], de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, con carácter temporal hasta la solución del problema del déficit.

Real Decreto-ley 13/2012 [35]. El Real Decreto-ley 13/2012 [35] de marzo de 2012 impone unas medidas más fuertes y restrictivas con el objetivo de disminuir los costes del sistema y la no creación de déficit tarifario a partir de 2013. Para ello, propone, entre otras acciones, las siguientes medidas:

- Incrementa el ámbito competencial de la CNE ahora CNMC, pero no le otorga la potestad de fijación de los peajes.
- Paraliza la construcción de nuevas infraestructuras de transporte de gas y electricidad hasta evaluar primero las necesidades del sistema en el nuevo contexto socioeconómico.
- Minora la retribución a la distribución y al transporte reabriendo el debate sobre el principio de seguridad jurídica.
- Define al autoconsumidor como un consumidor y no como un productor, dando amparo legal a este nuevo agente en el sector.

Junto a las medidas del Real Decreto-ley 13/2012 [35], que reducirán los costes del Sistema Eléctrico en 1.700 M€, se incrementó la TUR eléctrica un 7%. Por otro lado, las medidas adoptadas en el sector del gas fueron complementadas por un incremento de la TUR de un 5%.

Real Decreto-ley 20/2012 [23]. Las medidas aprobadas en este Real Decreto-ley pivotan sobre dos ejes; la consolidación fiscal y el impulso de nuevas reformas estructurales. Entre éstas, se encuentran las destinadas a reducir el déficit de tarifa del sector eléctrico, cuya solución es urgente por la amenaza que supone para su sostenibilidad económica, representando un paso más para garantizar el cumplimiento legal de alcanzar la suficiencia tarifaria en 2013. Según este real decreto-ley, estos ajustes serían completados con otras medidas adicionales antes de la finalización del año 2012.

Así, se establece que los costes fijos y variables de las centrales de generación en régimen ordinario de los sistemas insulares y extrapeninsulares, que resulten como consecuencia de las revisiones establecidas en el Real Decreto-ley 13/2012 [35], serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2012. Adicionalmente, a las revisiones del modelo retributivo se establecen las siguientes medidas, a aplicar también desde el 1 de enero de 2012:

- Se elimina la retribución de los gastos de naturaleza recurrente incluidos en el cálculo de la garantía de potencia
- Se revisa la tasa para el cálculo de la retribución financiera de la inversión, que se corresponderá con el valor de los Bonos del Estado a 10 años más 200 puntos básicos, en lugar de los 300 puntos anteriores.
- Se reducen un 10% los valores unitarios de los costes reconocidos de operación y mantenimiento fijos.

Además se aprueban otra serie de medidas que afectan a diferentes agentes del sector:

- En cuanto a la actividad de transporte, su retribución se reduce un 3,15% adicional respecto a la establecida en el Real Decreto-ley 13/2012 como consecuencia de cambio de criterio en la retribución a la inversión, que se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera su valor neto.
- Se modifica el tipo de interés a aplicar al importe pendiente de pago del déficit de ingresos generado en el año 2006, para dar cumplimiento a sentencias del Tribunal Supremo.
- Se modifican los fines y funciones del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), dotándole de la condición de medio propio instrumental y servicio técnico de la Administración.
- Habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a aplicar criterios de progresividad a las tarifas de acceso.
- Se elimina la revisión trimestral de peajes de acceso.

Ley 15/2012 [38] de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Esta ley continúa con la reforma del sector energético que el Gobierno inició en enero de 2012 con el Real Decreto-ley 1/2012 [34], por el que se suspendieron los procedimientos de preasignación y la supresión de incentivos económicos del régimen especial (energías renovables y cogeneración) y a la que siguió en marzo el Real Decreto-ley 13/2012 [35] por el que se redujeron los costes del sistema, esencialmente por un ajuste de la retribución del transporte y la distribución, y en julio el Real Decreto-ley 20/2012 [23] donde se adoptaron medidas en torno a la retribución de los sistemas insulares y extrapeninsulares, los suplementos territoriales, un ajuste de la retribución de la actividad de transporte y la progresividad de las tarifas de acceso, entre otros cómo se ha puesto de manifiesto en este capítulo.

El Ministerio estimó que estas medidas podían incrementar los ingresos regulados del sistema en un total de 3.465 M€ al año.

Real Decreto-ley 29/2012 [42] de Empleados del Hogar y otras medidas de carácter económico y social. En el Capítulo III de este Real Decreto-ley, se adoptan medidas para el sector eléctrico y de hidrocarburos, motivadas por el nuevo desajuste entre los costes e ingresos regulados del sistema en el último trimestre del año. Concretamente, se pueden destacar los siguientes aspectos de esta Ley:

- Se suprimieron los límites para el déficit de la tarifa eléctrica que el Real Decreto-ley 14/2010 [43] había fijado en 1.500 M€ en 2012 y cero a partir de 2013.

Los desajustes temporales de liquidaciones del Sistema Eléctrico que se produzcan en 2012, tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema para 2012, que generará derechos de cobro los cuales podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico. Esto será adicional a los 1.500 M€ de déficit ya reconocidos por el Real Decreto-ley 14/2010 [43].

- Se corrige o suprime del régimen económico primado para las instalaciones de régimen especial (renovables, cogeneración y residuos) que incumplan las obligaciones requeridas para su inscripción definitiva en el registro de preasignación; es decir, si no están totalmente ejecutadas y en servicio todas las infraestructuras de evacuación necesarias para verter la energía a la red de distribución o transporte, todos los equipos generadores de electricidad, si no está instalada y en servicio la totalidad del campo solar o si no está operativo la totalidad del almacenamiento previsto en el proyecto de ejecución.
- En el sector hidrocarburos, el real decreto-ley mantiene transitoriamente el precio máximo vigente de los gases licuados del petróleo envasados en envases de capacidad igual o superior a 8 kg, e inferior a 20 kg. Quedan excluidos los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante desde el 1 de octubre de 2012, hasta la próxima revisión que se efectúe por resolución del Director General de Política Energética y Minas.

Real Decreto-ley 2/2013 [36]. El Real Decreto-ley 2/2013 [36] planteó las siguientes medidas dentro del sector eléctrico:

- La actualización de retribuciones de actividades reguladas del Sistema Eléctrico vinculadas al Índice de Precios al Consumo (IPC) (actividades de transporte, distribución, tarifas y primas del régimen especial), pasarán a efectuarse con el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente neto de impuestos).
- Se modifica el Real Decreto 661/2007 [53], de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, suprimiendo la prima de referencia existente hasta ahora (así como los límites superior e inferior del precio de producción), y manteniéndose una tarifa regulada para estas instalaciones (renovables y cogeneración).
- Se limita la capacidad de elección de opción de venta de energía a mercado, al impedir que las instalaciones de régimen especial **ahora denominado energía renovables, cogeneración y residuos** que se acojan a la venta en mercado libre puedan luego acogerse a la venta en tarifa regulada.
- Las instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador mantendrán su retribución fijada en concurrencia competitiva (para instalaciones solares termoeléctricas de hasta 50 MW).

Estas medidas son adoptadas con carácter de urgencia, con carácter retroactivo al 1 de enero, de modo que se eviten nuevas desviaciones entre costes e ingresos, y se pueda elaborar un presupuesto anual en el que se fijen las tarifas de acceso a las redes para este ejercicio.

Real Decreto-ley 9/2013 [37] por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Este Real Decreto-ley anuncia el inminente establecimiento de un nuevo régimen económico y jurídico para el régimen especial actualmente instalaciones de energía renovables, cogeneración y residuos y un nuevo régimen retributivo de las actividades de transporte y distribución.

Con estas medidas el Gobierno pretende evitar el déficit de tarifa previsto para 2013 de 4.500 M€, reduciendo la retribución de las actividades reguladas del sistema en 2.700 M€, financiando el 50% de los costes de la generación extrapeninsular con los Presupuestos Generales del Estado (900 M€) e incrementando los ingresos del sistema por medio de la revisión de los peajes de acceso (900 M€).

Las medidas adoptadas dentro de la evolución del nuevo régimen jurídico y económico para las energías renovables, cogeneración y residuos, son las siguientes:

- Se deroga el Real Decreto 661/2007 [53] por el que se regulaba la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008 [40] de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Este nuevo régimen se basará en los ingresos obtenidos de la participación en el mercado, con una retribución adicional, la cual se calculará en función del tipo de tecnología.
- Se define como una rentabilidad razonable como las Obligaciones del Estado en el mercado secundario a 10 años, más un diferencial de 300 puntos básicos.
- Se elimina el complemento por eficiencia y eliminación de la bonificación por energía reactiva.

En cuanto a los cambios en las actividades de transporte y distribución se establece una metodología para la retribución de la actividad de distribución y transporte mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español. Además se establecen retribuciones para distintos frentes temporales, donde a partir de 2014 se fija la tasa en 200 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a 10 años.

Además, se toman medidas entre otras, en torno a la titulización del déficit, a la reducción de la retribución del incentivo por inversión en los pagos por capacidad, al coste del bono social, y a la creación del Registro administrativo de régimen retributivo específico para el seguimiento de la retribución de las instalaciones dentro del régimen especial.

Ley 22/2013 [47] de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014. En la documentación anexa al proyecto de ley se incluyen las siguientes partidas para financiar los costes del sistema eléctrico en 2014: 903 millones de euros para atender al extracoste de generación procedente de los sistema extrapeninsulares, 2.907 millones de euros procedentes de la recaudación de los impuestos de la Ley 15/2012 [38] de medidas fiscales para la sostenibilidad energética y 343,8 millones por el ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Ley 24/2013 [9], ley del Sector Eléctrico. Esta nueva Ley del Sector Eléctrico establece el principio rector de sostenibilidad económica y financiera limitando el desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio a un máximo de un 2% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio, además de indicar que la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del sistema para dicho ejercicio. En el caso de que no se cumplan dichos límites se revisarán automáticamente los peajes o cargos que correspondan.

La parte del desajuste que, sin sobrepasar los citados límites, no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponde por la actividad que realicen (en el sistema anterior eran financiados exclusivamente por los

grandes operadores). La ley considera sujetos del sistema de liquidaciones a aquellos que reciben la liquidación de su retribución con cargo a las diferentes partidas de costes del sistema, tanto directamente como a través del operador del sistema o de los distribuidores. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes reconociéndose un tipo de interés.

En cuanto a los superávits de ingresos que pudieran resultar se destinarán a compensar desajustes de años anteriores y mientras existan deudas pendientes de años anteriores, los peajes de acceso o cargos no podrán ser revisados a la baja.

También se establece la imposibilidad de cesión del déficit al Fondo de Titulización del Déficit del sistema eléctrico desde el 1 de enero de 2013. Finalmente, la ley reconoce la existencia de un déficit de ingresos de liquidaciones del sistema eléctrico por importe máximo de 3.600 M€ en 2013, sin perjuicio de los desajustes temporales que pudieran producirse en el sistema de liquidaciones eléctrico para dicho año. Este déficit será financiado por los grandes operadores y generará derechos de cobro durante los quince años sucesivos a contar desde el 1 de enero de 2014 hasta su satisfacción. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose el tipo de interés del mercado.

Costes asociados al déficit de tarifa. Según la CNMC, el saldo de deuda acumulada a 31 de diciembre de 2015 es de 25.057 millones de euros, de los que 19.833 millones están cedidos a FADE y pendientes de cobro.

Tabla 11 - Importes pendientes de cobro de la deuda del sector eléctrico

Categoría de Derechos de Cobro	31/12/2014		31/12/2015	
	Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2014 (€)	Tipo de Interés 2015 (%)	Importe Pendiente de Cobro a 31/12/2015 (€)	Tipo de Interés 2016 (%)
Déficit 2005	1.700.208.020,00	0,082%	1.417.652.410,00	-0,089%
Déficit Ex Ante	784.079.850,00	0,732%	693.900.430,00	0,561%
Déficit 2013	3.316.952.060,00	2,195%	3.111.998.147,72	2,195%
FADE	21.145.047.212,15	4,532%	19.832.981.124,09	4,092%
DEUDA TOTAL/COSTE MEDIO DEUDA	26.946.287.142,15	3,853%	25.056.532.111,81	3,522%

Cada año los costes regulados deben incorporar la anualidad correspondiente al pago de dichos déficits. En general, el diferimiento de pagos por los consumidores es de 15 años.

Según la CNMC, durante el año 2015, el importe total en concepto de anualidad de los derechos de cobro correspondientes a la deuda del sistema eléctrico asciende a los 2.887,7 millones €, un 0,03% superior a la anualidad total satisfecha en 2014 (2.887,0 millones €). Por su parte, la anualidad estimada para el año 2016 con los datos disponibles a 31/12/2015 es de 2.871,9 millones €, un 0,55% inferior a la del año 2015.

La Tabla 12 muestra el desglose de las anualidades de 2014, 2015 y 2016 por categorías de derechos de cobro. En 2014 y 2015, la anualidad correspondiente a FADE ha representado más de un 77% de la anualidad total satisfecha a los titulares de los derechos de cobro.

Tabla 12 - Anualidades del déficit satisfechas en 2014 y 2015

Categoría de Derechos de Cobro	Anualidad 2014 (€)	Anualidad 2015 (€)	Anualidad 2016 (€)	Variación de la anualidad 2014-2015 (%)	Variación de la anualidad 2015-2016 (%)
Déficit 2005	282.270.050,00	283.949.780,27	282.869.330,00	0,60%	-0,38%
Déficit Ex Ante	96.562.680,00	95.918.880,00	95.236.680,00	-0,67%	-0,71%
Déficit 2013	250.517.560,00	277.761.010,18	277.761.010,18	10,87%	0,00%
FADE	2.257.669.670,38	2.230.112.202,78	2.216.037.014,13	-1,22%	-0,63%
TOTAL	2.887.019.960,38	2.887.741.873,23	2.871.904.034,31	0,03%	-0,55%

A los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se considerarán como costes de las actividades reguladas, y en concreto como coste con destino específico, que deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes. En la Orden IET/2444/2014 [83], de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para, se establece el término definido como recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005 cuya cuantía corresponde a un porcentaje de 2,065% sobre los peajes de acceso.

4.5.- Resumen evolución 2005-2015.

Una vez analizada la evolución de los diferentes ingresos y costes regulados del sector eléctrico en los apartados anteriores, a continuación se muestra la evolución de las principales magnitudes poniéndose de manifiesto el problema del déficit de tarifa estructural que afecta al sector eléctrico (Figura 70).

Nótese que las cifras que se incluyen en la Figura 70 se corresponden con los importes liquidados obtenidos de los diferentes informes de resultados de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico de la CNE/CNMC de los diferentes ejercicios, pudiendo no coincidir con los importes reconocidos o establecidos en la regulación correspondiente debido a ajustes derivados del propio proceso de liquidaciones.

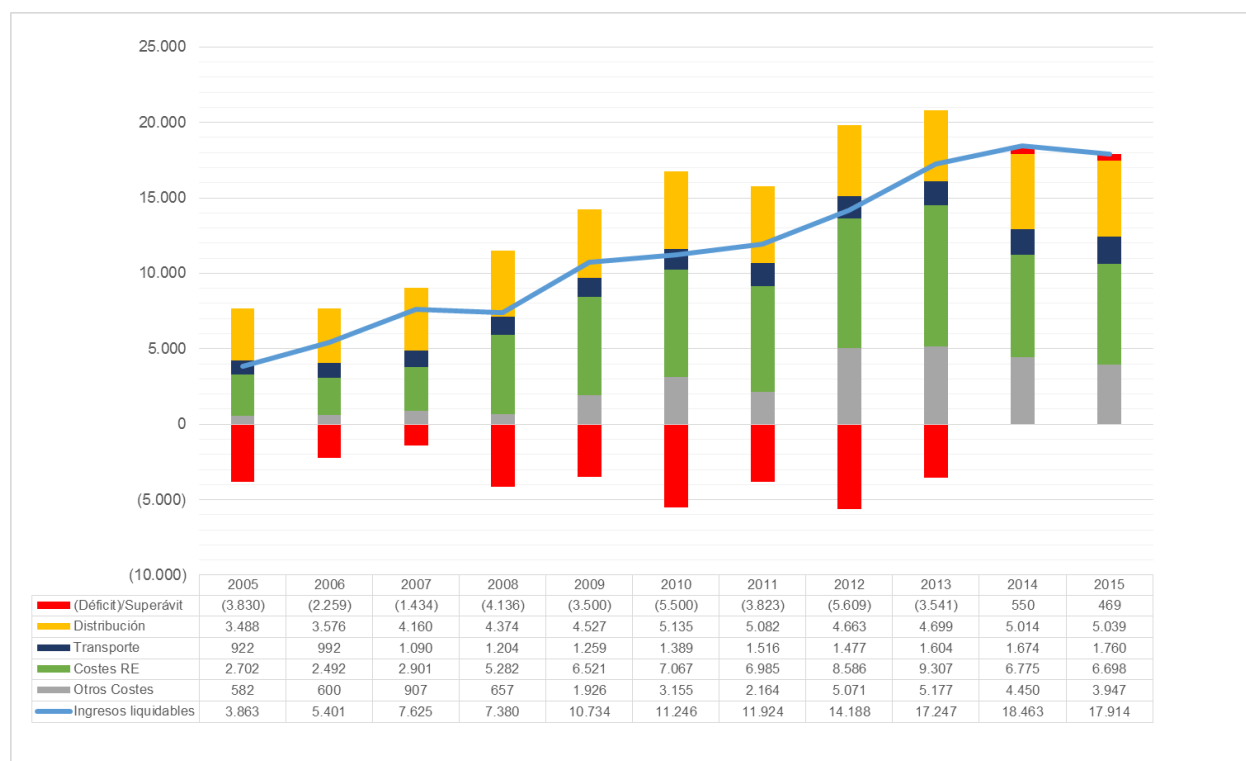


Figura 70 – Resumen evolución ingresos y costes 2005-2015 (millones de €)

5 LIQUIDACIONES DE ACTIVIDADES REGULADAS. PREVISIÓN DEL CIERRE DE 2016

Como continuación del capítulo anterior, en éste capítulo se realizará una previsión del cierre del ejercicio 2016 en lo que respecta a las principales partidas de ingresos y costes que intervienen en el proceso de liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico con el objeto de valorar la continuidad del superávit que viene arrojando desde el año 2014 el sistema de liquidaciones.

5.1.- Previsión de ingresos totales de acceso

Para determinar los ingresos por peajes de acceso se ha partido de la información disponible sobre el reparto de potencias facturadas y energía consumida por tarifa de acceso, concretamente la previsión del cierre de 2015, obtenida del informe de la CNMC de datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el 2016 [102].

A partir de dicha información y considerando el informe de la CNMC sobre los resultados de la liquidación 14 de 2015 [103] se ajustan los valores de potencias y energía consumida al cierre de 2015 (véase Tabla 13)

Tabla 13 - Clientes, potencias y energía consumida en 2015 – Nacional

Código	Tarifa	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW)						Total	Energía Consumida (MWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
TARIFAS DE BAJA TENSION			28.663.138	145.139.665	22.101.559	21.593.776			110.200.000	74.960.368	26.864.656	8.374.976				
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	25.537.811	104.902.000						58.174.000	58.174.000						
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1.528.739	8.280.000						8.198.000	2.806.276	5.391.724					
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	3.230	17.000						29.000	8.452	8.022	12.526				
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	687.653	8.582.000						5.862.000	5.862.000						
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	168.115	2.103.000						2.920.000	1.004.284	1.915.716					
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	569	7.000						8.000	2.826	2.479	2.695				
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	737.021	21.248.665	22.101.559	21.593.776				35.009.000	7.102.530	19.546.715	8.359.755				
TARIFAS DE ALTA TENSION			110.470	26.602.763	28.132.924	29.004.853	22.156.196	22.349.398	28.452.867	125.724.000	12.273.228	18.584.768	12.490.021	10.509.109	15.048.737	56.818.137
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.553	5.981.901	6.622.800	7.138.299				15.864.000	3.257.452	6.466.308	6.140.240				
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.134	11.481.114	11.674.609	11.811.295	11.897.107	12.012.503	16.087.371	52.362.000	4.903.540	6.241.674	3.333.700	5.394.295	7.536.914	24.951.876	
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.149	1.120.164	1.180.175	1.185.009	1.188.378	1.196.626	1.575.648	5.177.000	520.756	656.210	348.430	563.974	807.765	2.279.865	
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.610	2.953.458	3.073.670	3.112.017	3.129.923	3.142.652	3.986.279	17.405.000	1.361.666	1.890.750	956.527	1.590.871	2.301.063	9.304.123	
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	433	1.554.071	1.792.233	1.806.207	1.867.536	1.899.825	2.168.128	10.715.000	679.245	1.030.590	533.230	924.702	1.369.076	6.178.157	
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	591	3.512.055	3.789.437	3.952.025	4.073.251	4.097.791	4.635.440	24.201.000	1.550.569	2.299.237	1.177.894	2.035.267	3.033.919	14.104.116	
TOTAL BT + AT			28.773.608	171.742.428	50.234.483	50.598.629	22.156.196	22.349.398	28.452.867	235.924.000	87.233.596	45.449.424	20.864.997	10.509.109	15.048.737	56.818.137

Una vez establecida la estimación del reparto de potencias y energía consumida para el año 2015 y junto con la información del Boletín de Indicadores Eléctricos de noviembre de 2016 de la CNMC [104], de los que se obtienen los incrementos de la Tabla 14, se obtiene la previsión de cierre de 2016 de número de clientes, energía consumida y potencia facturada Tabla 15

Tabla 14 - Previsión incrementos clientes, energía y potencia 2016/2015

Tarifa	Clientes			Energía (GWh)			Potencia (MW)		
	2015 [A]	ago 2015-jul 2016 [B]	Incremento [B]/[A] (%)	2015 [A]	ago 2015-jul 2016 [B]	Incremento [B]/[A] (%)	2015 [A]	ago 2015-jul 2016 [B]	Incremento [B]/[A] (%)
TARIFAS DE BAJA TENSION									
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	24.655.879	24.393.962	-1,1%	56.149	54.683	-2,6%	100.891	99.327	-1,6%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1.469.923	1.732.710	17,9%	7.880	8.607	9,2%	7.927	9.075	14,5%
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	3.226	3.706	14,9%	29	31	6,9%	17	20	17,6%
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	663.920	650.432	-2,0%	5.654	5.491	-2,9%	8.247	8.062	-2,2%
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	160.790	159.113	-1,0%	2.798	2.750	-1,7%	2.005	1.984	-1,0%
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	570	604	6,0%	8	9	12,5%	7	7	0,0%
3.0 A (Pc > 15 kW)	709.079	708.769	0,0%	33.776	33.579	-0,6%	20.835	20.276	-2,7%
TARIFAS DE ALTA TENSION									
3.1 A (1 kV a 36 kV)	84.775	84.741	0,0%	15.495	15.370	-0,8%	6.410	6.291	-1,9%
6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.877	19.956	0,4%	56.411	56.736	0,6%	13.462	13.341	-0,9%
6.1 B (30 kV a 36 kV)			0,4%			0,6%			-0,9%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.609	1.603	-0,4%	17.423	17.757	1,9%	3.230	3.223	-0,2%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	426	423	-0,7%	10.472	10.433	-0,4%	1.809	1.817	0,4%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	593	602	1,5%	24.211	23.666	-2,3%	4.012	3.980	-0,8%

Tabla 15 - Previsión de clientes, energía y potencia del cierre de 2016

Código	Tarifa	Nº Clientes	Potencia Contratada (kW)						Total	Energía Consumida (MWh)					
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
TARIFAS DE BAJA TENSION		28.649.623	143.930.969	21.508.578	21.014.418				109.017.186	73.473.686	27.216.082	8.327.418			
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	25.266.525	103.275.822						56.655.129	56.655.129					
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1.802.041	9.479.122						8.954.338	3.065.180	5.889.158				
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	3.711	20.000						31.000	9.035	8.575	13.390			
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	673.683	8.389.485						5.693.004	5.693.004					
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	166.362	2.080.974						2.869.907	987.055	1.882.852				
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	603	7.000						9.000	3.180	2.789	3.032			
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	736.699	20.678.566	21.508.578	21.014.418				34.804.808	7.061.104	19.432.708	8.310.996			
TARIFAS DE ALTA TENSION		110.515	26.350.907	27.865.471	28.725.239	22.007.568	22.199.577	28.258.083	125.676.497	12.266.870	18.552.995	12.451.537	10.524.674	15.067.531	56.812.889
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	87.518	5.870.849	6.499.849	7.005.778				15.736.023	3.231.174	6.414.143	6.090.706			
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	19.210	11.377.919	11.569.674	11.705.132	11.790.173	11.904.532	15.942.774	52.663.673	4.931.790	6.277.634	3.352.907	5.425.373	7.580.337	25.095.631
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	1.154	1.110.096	1.169.568	1.174.358	1.177.696	1.185.870	1.561.485	5.206.826	523.756	659.991	350.438	567.223	812.419	2.293.000
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1.604	2.947.057	3.067.009	3.105.273	3.123.140	3.135.841	3.977.640	17.738.655	1.387.769	1.926.996	974.863	1.621.368	2.345.175	9.482.484
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	430	1.560.944	1.800.159	1.814.194	1.875.795	1.908.226	2.177.716	10.675.095	676.715	1.026.752	531.244	921.258	1.363.977	6.155.148
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	600	3.484.042	3.759.212	3.920.504	4.040.763	4.065.107	4.598.468	23.656.225	1.515.665	2.247.480	1.151.379	1.989.452	2.965.624	13.786.626
TOTAL BT + AT		28.760.138	170.281.876	49.374.049	49.739.658	22.007.568	22.199.577	28.258.083	234.693.684	85.740.556	45.769.078	20.778.955	10.524.674	15.067.531	56.812.889

A partir de la previsión de energía consumida y potencia facturada de la Tabla 15 y aplicando los peajes de acceso vigentes a la fecha de elaboración de este Trabajo Fin de Máster (véanse Tabla 3 y Tabla 4) se obtiene la facturación prevista para el cierre de 2016 correspondientes al término de potencia y término de energía (véase Tabla 16).

Tabla 16 - Previsión de facturación de peajes de acceso 2016

Código	Tarifa	Facturación Acceso (€)		
		Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
TARIFAS DE BAJA TENSION		6.466.197.555	3.539.032.445	10.121.850.411
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	3.928.966.091	2.494.355.367	6.425.909.312
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	360.618.276	203.122.429	563.741.108
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	760.869	596.811	1.357.679
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	372.868.234	326.550.683	700.177.942
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	92.488.267	98.441.301	190.929.568
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	311.113	306.756	617.869
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	1.710.184.706	415.659.097	2.239.116.934
TARIFAS DE ALTA TENSION		2.454.422.800	775.470.317	3.378.812.115
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	643.204.933	175.662.821	839.634.657
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	1.283.632.548	400.346.572	1.779.611.676
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	100.880.771	33.951.408	140.209.663
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	190.031.238	71.615.123	274.626.767
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	92.234.498	37.693.211	136.896.184
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV	144.438.813	56.201.183	207.833.168
TOTAL BT + AT		8.920.620.355	4.314.502.762	13.500.662.526

Esta previsión de cierre de 2016 no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva, los ingresos por excesos de potencia, los ingresos por los peajes aplicables a los generadores, los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 [22], los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión.

En el caso de los ingresos por los peajes aplicables a los generadores (0,5 €/MWh) se han estimado a partir de la previsión de 2016 de energía consumida elevada a barras de central considerando unas pérdidas medidas promedio del sistema del 11,1%, obtenido de [104].

Para el resto de conceptos se ha considerado como mejor previsión la información informe de la CNMC de datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el 2016 [102].

En la Tabla 17 se muestra la previsión de los ingresos totales de acceso del cierre del ejercicio 2016.

Tabla 17 - Previsión ingresos acceso 2016

	Ingresos de acceso (miles €)
Ingresos por peajes de consumidores	13.497.120
Facturación de peajes de acceso	13.235.123
Facturación energía reactiva	141.127
Facturación excesos de potencia	120.870
Ingresos por peajes de generadores	130.372
Ingresos de conexiones internacionales	103.316
Ingresos por exportaciones	41.754
Ingresos acuerdo ESTO	898
Rentas de gestión de restricciones	62.460
Ingresos art.17 RD 216/2014	20.628
Total Ingresos de acceso	13.751.436

5.2.- Previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012

La previsión de ingresos procedentes de los tributos y cánones que establece la Ley 15/2012 [38] se ha elaborado a partir de la información del informe de la CNMC de datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el 2016 [102]. En la Tabla 18 se puede ver el detalle de ingresos previstos para 2016 por este concepto por tipología de impuesto (véase apartado 4.3.2.- Ingresos del tesoro procedentes de impuestos medioambientales (Ley 15/2012)).

Tabla 18 - Previsión ingresos Ley 15/2012 cierre 2016

	Ingresos Ley 15/2012 (miles €)
TOTAL INGREOS LEY 15/2012	2.916.722
Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica	1.642.707
Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado	241.297
Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear	8.210
Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica	277.877
Impuestos especiales sobre hidrocarburos	463.698
Impuesto especial sobre el carbón	282.933
Ingresos subasta de derechos de emisión de CO₂	450.000
Total Ingresos	3.366.722

5.3.- Previsión costes de acceso

5.3.1.- Costes de Transporte

La retribución reconocida por la actividad de transporte para el año 2016 es la establecida en la Orden IET/981/2016 [105], e incluye el incentivo a la disponibilidad correspondiente a la retribución del año 2016, 7,5 millones de euros, debido a la disponibilidad de la red de transporte en el año 2014. El importe total asciende a 1.710 millones de euros (Tabla 19).

Tabla 19 - Retribución de la actividad del transporte 2016

Retribución del Transporte (miles €)	Retribución Inversión	Retribución Operación y Mantenimiento	Incentivo Disponibilidad	Retribución Total
REE	1.255.468	418.428	7.418	1.681.314
Unión Fenosa	24.005	3.714	92	27.812
Vall de Sóller	462	199	1	662
Estebanell y Pahisa	105	104	-	209
Total	1.280.041	422.446	7.511	1.709.998

5.3.2.- Costes de Distribución

La retribución reconocida por la actividad de distribución en el año 2016 se corresponde con el importe establecido en la Orden IET/980/2016 [106], 5.146 millones de euros. Se incluye también la retribución de la calidad de servicio del año 2016, 10 millones de euros, asociada a los niveles de calidad del año 2014 y del incentivo a la reducción del fraude del año 2016, 7 millones de euros, asociado a la reducción del fraude lograda en el año 2014.

Adicionalmente, hasta la fecha de elaboración de este Trabajo Fin de Máster, se han incorporado 10 millones de euros en aplicación de las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se autoriza, a determinadas empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, la adaptación al nuevo modelo retributivo de la distribución en el plazo de un semiperíodo, de acuerdo con la disposición transitoria segunda del Real Decreto 1048/2013 [46].

El incentivo de pérdidas, en este caso penalización, previsto para el año 2016 es el establecido en el informe de la CNMC sobre la cuantía del incentivo de pérdidas del año 2016 correspondiente a cada empresa distribuidora [107], que asciende a -52,2 millones de euros.

El importe total previsto para 2016 en concepto de retribución por la actividad de distribución de energía eléctrica asciende a 5.120 millones de euros (Tabla 20).

Tabla 20 - Retribución de la actividad de distribución 2016

Costes Distribución (miles €)	Retribución Distribución	Calidad Q ₂₀₁₄	Fraude F ₂₀₁₄	Pérdidas P ₂₀₁₄	Retribución Total
Endesa	2.013.947	7.347	1.863	(40.279)	1.982.878
Iberdrola	1.652.154	377	2.956	(6.906)	1.648.582
Fenosa	716.177	(254)	2.088	(2.565)	715.446
Cantábrico	182.341	162	17	(448)	182.072
Viesgo	154.284	571	0	(766)	154.089
Begasa	52.193	(100)	0	(173)	51.919
Conquense	6.151	0	0	(27)	6.124
Resto Empresas	378.987	1.404	15	(1.036)	379.370
Total	5.156.235	9.506	6.939	(52.200)	5.120.481

5.3.3.- Retribución de renovables, cogeneración y residuos

La retribución específica de energías renovables, cogeneración y residuos correspondiente al año 2016 se ha determinado a partir de la retribución liquidada hasta la liquidación 9 de la CNMC de actividades reguladas del sector eléctrico de 2016, extrapolando la misma hasta diciembre de 2016.

El resultado de la extrapolación de la información arroja un resultado de 6.498.949 miles de euros, siendo el desglose por tecnología el de la Tabla 21, que se ha obtenido a partir de la información disponible en el informe de la CNMC de datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el 2016 [102].

Tabla 21 - Previsión retribución específica de energías renovables, cogeneración y residuos 2016

Tecnología	Potencia a 31/12/2015 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (miles €)	Retribución operación (miles €)	Total retribución específica (miles €)
COGENERACIÓN	6.003	22.937	50.326	1.102.236	1.152.562
SOLAR FV	4.598	8.202	2.259.732	149.991	2.409.723
SOLAR TE	2.270	4.958	994.677	186.502	1.181.179
EÓLICA	22.699	49.289	1.236.438	0	1.236.438
HIDRÁULICA	2.076	5.280	74.995	0	74.995
BIOMASA	732	3.295	117.427	127.295	244.722
RESIDUOS	744	3.515	78.943	28.617	107.559
TRAT. RESIDUOS	621	1.275	987	90.784	91.771
Total	39.743	98.750	4.813.525	1.685.424	6.498.949

5.3.4.- Compensación extrapeninsular

La compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares prevista para 2016 asciende a 1.481.264 miles de euros, según establece la Orden IET/2735/2015 [108]. El 50 por ciento de esta cantidad será financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2016, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Por tanto, la previsión del coste de compensación extrapeninsular previsto para 2016 asciende a 740.632 miles de euros (Tabla 22).

Tabla 22 – Previsión 2016 Compensación Extrapeninsular

	Compensación extrapeninsular (miles €)
Compensación Prevista 2016 IET/2735/2015	1.481.264
50% a P.G. del Estado 2016	740.632
50% coste Liquidaciones AA.RR. 2016	740.632

5.3.5.- Cuotas con destinos específicos

La cuantía de los costes con destinos específicos que, de acuerdo con el capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento [54], deben satisfacer los consumidores directos en mercado y comercializadores por los contratos de acceso a las redes, se establecen para el año 2016 en la Orden IET/2735/2015 [108], que son los que se muestran en la Tabla 23:

Tabla 23 – Cuotas con destinos específicos 2016

	% Sobre peaje de acceso
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Actividades Sector eléctrico)	0,150
2.ª Parte del ciclo de combustible nuclear	0,001
Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.	2,027

El importe correspondiente a las cuotas con destinos específicos se ha determinado a partir de la facturación prevista para 2016 por peajes de acceso calculada en el apartado 5.1.. El resultado de los cálculos de dichas cuotas son los que aparecen en la Tabla 24

Tabla 24 – Previsión cuotas con destinos específicos 2016

	Cuotas con destinos específicos (miles €)
Ingresos por peajes de consumidores	13.497.120
Facturación de peajes de acceso	13.235.123
Facturación energía reactiva	141.127
Facturación excesos de potencia	120.870
Cuotas con destinos específicos	293.967
Tasa de la CNMC (0,150%)	20.246
2.ª Parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	135
Recargo para recuperar el déficit de ingresos 2005 (2,027%)	273.587

5.3.6.- Anualidades del déficit de actividades reguladas

Las anualidades del desajuste de ingresos para 2016 son las establecidas en la Orden IET/2735/2015 [108], a excepción de la anualidad correspondiente al déficit de actividades reguladas del año 2005 (cuyo importe previsto fue calculado en el apartado 5.3.5.), los que figuran en la Tabla 25.

Tabla 25 – Anualidades déficit 2016

	Anualidades déficit (miles €)
Anualidad FADE	2.216.037
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	95.237
Déficit 2013	277.761
Total	2.589.035

5.3.7.- Imputación de la diferencia de pérdidas

Según la información disponible hasta la fecha de elaboración de este Trabajo Fin de Máster, no se espera importe alguno para 2016 en concepto de coste por diferencia de pérdidas, de acuerdo con las liquidaciones del Operador del Sistema (Liquidaciones E-Sios [109]).

5.3.8.- Ingresos y costes de pagos por capacidad

Se toma como previsión de costes de pagos por capacidad a los generadores la previsión de la CNMC para el ejercicio 2016 de acuerdo con el informe de datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el 2016 [102]. Dicha previsión se muestra en la Tabla 26.

Tabla 26 – Previsión 2016 Costes Pagos por Capacidad

	Costes Pagos por Capacidad (miles €)
Incentivo a la inversión	241.172
Incentivo a la disponibilidad	176.952
Total	418.124

Para determinar los ingresos de pagos por capacidad (véase Tabla 28) se han aplicado los precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad establecidos en la Orden IET/2735/2015 [108] que figuran en la Tabla 27 a la energía consumida prevista para 2016 calculada en el apartado 5.1. elevada a barras de central considerando un porcentaje de pérdidas promedio del 11,1% según datos del Boletín de Indicadores Eléctricos de la CNMC de noviembre de 2016 [104].

Tabla 27 – Precios pagos por capacidad 2016

Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad Euro/kWh (b.c)						
Peajes de baja tensión	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 A Pc ≤ 10kW	0,004630					
2.0 DHA Pc ≤ 10kW	0,004771	0,000805				
2.0 DHS Pc ≤ 10kW	0,004771	0,001087	0,000644			
2.1A 10kW < P ≤ 15kW	0,004630					
2.1DHA 10kW < P ≤ 15kW	0,004771	0,000805				
2.1DHS 10kW < P ≤ 15kW	0,004771	0,001087	0,000644			
3.0 A Pc > 15kW	0,008374	0,004304	0,000058			
Peajes de alta tensión	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
3.1A 1kV < T ≤ 36kV	0,006432	0,003463	-			
6.1A 1kV < T ≤ 30 kV	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	-
6.1B 30 kV < T ≤ 36 kV	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	-
6.2 36 kV < T ≤ 72,5 kV	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	-
6.3 72,5 kV < T ≤ 145 kV	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	-
6.4 T > 145 kV	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	-

Tabla 28 – Previsión 2016 de ingresos por pagos de capacidad

Código	Tarifa	Financiación Pagos por Capacidad (miles €)
TARIFAS DE BAJA TENSION		508.386
416	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	291.430
417	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	21.514
426	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	68
418	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	29.284
419	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	6.916
427	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	22
403	3.0 A (Pc > 15 kW)	159.151
TARIFAS DE ALTA TENSION		208.557
404	3.1 A (1 kV a 36 kV)	47.768
441	6.1 A (1 kV a 30 kV)	84.764
442	6.1 B (30 kV a 36 kV)	8.965
406	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	24.956
407	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	13.158
408	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	28.945
TOTAL BT + AT		716.942

A modo de resumen, el saldo de pagos por capacidad previsto para el año 2016 es de 299 millones de euros, tal y como se muestra en la Tabla 29.

Tabla 29 – Previsión 2016 saldo Pagos por Capacidad

	Pagos por Capacidad (miles €)
Ingresos Pagos por Capacidad	716.942
Costes Pagos por Capacidad	418.124
Incentivo a la inversión	241.172
Incentivo a la disponibilidad	176.952
Saldo Pagos por Capacidad	298.818

5.4.- Otros ingresos/costes

Ingresos debidos a liquidaciones definitivas de años anteriores. El pasado seis de octubre fue aprobada, por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, la liquidación definitiva del año 2012 [110], cuyo resultado supone un menor déficit del año 2012 de 16.154 miles de euros, cantidad que se incluirá como ingreso liquidable en el ejercicio 2016.

Costes de ejecución de sentencias. Hasta la liquidación 9 del ejercicio 2016 de actividades reguladas del sector eléctrico de la CNMC [111] se han liquidado en concepto de costes de ejecución de sentencias 2.985 miles de euros. Dicha cifra se considera como mejor previsión por este concepto para el año 2016.

5.5.- Resumen previsión cierre 2016

Una vez establecida la previsión para el año 2016 de los ingresos y costes que intervienen en el proceso de cálculo de liquidaciones de actividades reguladas de la CNMC en los apartados anteriores, se muestra a continuación el resumen de los mismos y el resultado previsto del cierre de 2016 (Tabla 30).

Tabla 30 – Previsión resultado cierre 2016

Concepto	Previsión 2016	
	GWh en consumo	miles de €
A. Ingresos Peajes de Acceso		13.751.436
Ingresos por peajes de consumidores	234.694	13.497.120
Facturación de peajes de acceso		13.235.123
Facturación energía reactiva		141.127
Facturación excesos de potencia		120.870
Ingresos por peajes de generadores		130.372
Ingresos de conexiones internacionales		103.316
Ingresos por exportaciones		41.754
Ingresos acuerdo ETSO		(898)
Rentas de gestión de restricciones		62.460
Ingresos art.17 RD 216/2014		20.628
B. Otros Ingresos Regulados		716.942
Ingresos Pagos por Capacidad		716.942
C. Ingresos Externos a Peajes		3.366.722
Ingresos Ley 15/2012, de medidas fiscales		2.916.722
Ingresos por CO ₂		450.000
D. Otros Ingresos		16.154
Ingresos Liquidación definitiva 2012		16.154
E. Total Ingresos (E=A+B+C+D)		17.851.255
F. Costes		17.374.171
Transporte		1.709.998
Retribución del transporte		1.702.487
Incentivo disponibilidad del transporte		7.511
Distribución		5.120.481
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros		4.741.110
Retribución distribución		4.777.248
Incentivo de calidad		8.102
Incentivo o penalización de reducción de pérdidas		(51.164)
Incentivo de fraude detectado		6.925
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros		379.370
Retribución específica renovables, cogeneración y residuos		6.498.949
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) (0,150%)		20.246
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)		135
Recargo para recuperar el déficit de ingresos 2005 (2,027%)		273.587
Compensación insulares y extrapeninsulares con cargo a las tarifas de acceso		740.632
Coste Pagos por Capacidad		418.124
Incentivo a la Inversión		241.172
Incentivo a la Disponibilidad		176.952
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas		2.589.035
Fondo de titulización		2.216.037
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007		95.237
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013		277.761
Costes Ejecución de Sentencias		2.985
G. (Déficit) / Superávit de actividades reguladas (G = E - F)		477.084

El resultado previsto para el ejercicio 2016 asciende a 477 millones de euros de superávit del sistema de liquidaciones, lo que supone la previsión de la continuidad de suficiencia tarifaria que viene existiendo desde el año 2014.

5.6.- Conclusiones y posibles líneas de mejora

5.6.1.- Conclusiones

Como se ha podido analizar en los dos últimos capítulos de este Trabajo Fin de Máster, los ingresos y costes regulados que intervienen en las liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico a lo largo de la última década han sufrido muchas variaciones. Estas variaciones, fundamentalmente, han sido motivadas por cambios normativos resultantes de las diferentes regulaciones aplicadas al sector.

La evolución de los ingresos y costes regulados en la última década han venido provocado una situación de insostenibilidad del sistema de liquidaciones provocando una insuficiencia tarifaria o déficit de tarifa en el que los ingresos regulados no eran suficientes para cubrir los costes, hasta que en el año 2014 esta tendencia se invierte, donde el resultado de la liquidación definitiva de la CNMC de dicho ejercicio supone un superávit. Concretamente, en el año 2014 los ingresos regulados fueron 550 millones de euros superiores a los costes regulados, superávit que según el apartado 4 del artículo 19 de la Ley 24/2013 [9] se destinará a la reducción de las cantidades pendientes de devolución correspondientes a los desajustes de años anteriores.

Manteniéndose este cambio de tendencia, el resultado de la liquidación definitiva del año 2015 supuso un superávit de 469 millones de euros para el sistema de liquidaciones, repitiéndose por segundo año consecutivo una situación de suficiencia tarifaria.

Para reforzar esta situación de suficiencia tarifaria, y basándose en la previsión de cierre de 2016 realizada en este capítulo, el resultado previsto de la liquidación definitiva del año 2016 supone de nuevo un superávit de 477 millones de euros, 8 millones de euros superior al de 2015 y 73 millones inferior al registrado en 2014.

Todo esto hace pensar que el futuro que augura al sistema de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico, siempre y cuando la regulación sectorial se mantenga, se enmarca en una situación de suficiencia tarifaria, situación con la que se corresponden las previsiones de la CNMC de su informe sobre la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2016-2021 [112], que mantienen un escenario de superávit hasta el año 2021.

Este cambio de tendencia, de pasar de una situación de déficit estructural a una suficiencia tarifaria y superávit de ingresos ha sido motivado por la reforma del sector eléctrico que emprendió el gobierno el año 2012 y que dio lugar a la nueva Ley del Sector Eléctrico [9] y cuyo fin principal era terminar con el déficit de tarifa.

5.6.2.- Posibles líneas de actuación y mejora

Dentro del campo de las liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico las oportunidades de actuación son muy diversas debido a la multitud de agentes y tipologías de ingresos y costes que intervienen en las mismas.

Como continuación del presete Trabajo Fin de Máster se resumen a continuación algunas de las líneas de actuación que resultarían interesantes de implementar para complementar, profundizar y continuar con la temática en cuestión:

- Establecimiento de un cuadro de mando de ingresos y costes de liquidaciones de actividades reguladas que permita prever a futuro el resultado de los próximos ejercicios con el fin de que los distintos agentes que intervienen en las actividades reguladas puedan adelantarse en los procesos de toma de decisión.
- Dado que existen agentes que intervienen en el proceso de liquidaciones que financian los desajustes transitorios que se producen en las liquidaciones mensuales de actividades reguladas, se podría complementar el cuadro de mando antes comentado con una proyección intermensual de ingresos y costes de forma que estos agentes puedan adelantarse para así evitar problemas de liquidez o rentabilidad de sus inversiones.
- Se propone la elaboración de propuestas regulatorias para mejorar la sostenibilidad del sistema de liquidaciones, de forma que se tengan en cuenta a todos los agentes y permitan realizar estudios de impacto económico y social.
- Así mismo sería interesante realizar un estudio sobre los costes que pagan los consumidores y si estos se corresponden con lo que deberían pagar, así como la razonabilidad de impuestos y tasas que se incurren en la factura de la electricidad de los consumidores finales.

6 BIBLIOGRAFÍA

- [1] B. d. España, *La Insutria Eléctrica en España (1890-1936)*, 2007.
- [2] C. E. d. I. Energía, *El Sector Energético Español y su aportación a la sociedad*, 2014.
- [3] F. Endesa, *Endesa en su historia (1944-2000)*, 2001.
- [4] D. Ibeas Cubillo, *Resumen Proyecto Historia de la Electricidad en España*, Universidad Carlos III de Madrid, 2011.
- [5] E. Vallarínco y Cánovas del Castillo, *Energías Convencionales. Evolución en un siglo.*, 2003.
- [6] BOE, *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.*, 1997.
- [7] UNESA, *Memoria estadística*, 2003.
- [8] CNMC, *Informe sobre los resultados de la liquidación definitiva del año 2014 del sector eléctrico*, 2016.
- [9] BOE, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*, 2013.
- [10] REE, «Series estadísticas nacionales,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas>.
- [11] MINETUR, *La energía en España 2014*, 2015.
- [12] REE, *Informe del Sistema Eléctrico Español 2015*, 2016.
- [13] IDAE, *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables*, 2011.
- [14] IDAE, *Informe Estadístico de Energías Renovables*, 2016.
- [15] BIOPLAT, *Anuario de BIOPLAT 2015*, 2016.
- [16] BOE, *Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las Reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica*, 2015.
- [17] BOE, *Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación*, 2015.
- [18] M. d. I. y. Energía, *ORDEN de 14 de julio de 1998 por la que se establece el régimen jurídico aplicable a los agentes externos para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica*, 1998.

- [19] BOE, *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*, 2000.
- [20] CNMC, *Listado de Comercializadores de Energía Eléctrica*, 2016.
- [21] BOE, *Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014*, 2013.
- [22] BOE, *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*, 2014.
- [23] BOE, *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad*, 2012.
- [24] BOE, *Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de ener*, 2009.
- [25] CNMC, *Informe sobre la liquidación provisional 14/2015 del sector eléctrico.*, 2016.
- [26] REE, «Balance diario REE,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/balance-diario>.
- [27] BOE, *Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014*, 2014.
- [28] BOE, *Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica*, 2009.
- [29] CNMC, *Informe sobre los resultados de la liquidación definitiva del sector eléctrico del año 2014*, 2016.
- [30] CNMC, *Informe sobre alternativas de regulación en materia de reducción de pérdidas y tratamiento del fraude en el suministro eléctrico*, 2015.
- [31] DUOE, *Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el Mercado Interior de la Electricidad*, 1996.
- [32] DUOE, *Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92CE*, 2003.
- [33] BOE, *Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997 [...] para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, [...], de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, 2007.
- [34] BOE, *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para*

nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir [...], 2012.

- [35] BOE, *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones [...], 2012.*
- [36] BOE, *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, 2013.*
- [37] BOE, *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, 2013.*
- [38] BOE, *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 2012.*
- [39] BOE, *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, 2009.*
- [40] BOE, *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución [...], 2008.*
- [41] BOE, *Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013., 2012.*
- [42] BOE, *Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social, 2012.*
- [43] BOE, *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, 2010.*
- [44] BOE, *Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, 2013.*
- [45] BOE, *Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, 2013.*
- [46] BOE, *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, 2013.*
- [47] BOE, *Ley 22/2013, de 23 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2014, 2013.*
- [48] BOE, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 2014.*
- [49] BOE, *Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, 2014.*
- [50] BOE, *Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, 1998.*
- [51] BOE, *Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, 2008.*

- [52] BOE, *Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008*, 2008.
- [53] BOE, *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, 2007.
- [54] BOE, *Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación[...]*, 1997.
- [55] BOE, *Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia*, 2013.
- [56] BOE, *Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras*, 2013.
- [57] BOE, *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica*, 2011.
- [58] BOE, *Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007*, 2007.
- [59] BOE, *Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de a Orden ITC/2794/2007*, 2011.
- [60] BOE, *Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico*, 2015.
- [61] MINETUR, *Planificación de los sectores de electricidad y gas - Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*, 2002.
- [62] BOE, *Ley 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía*, 1980.
- [63] BOE, *Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional*, 1994.
- [64] BOE, *Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*, 1994.
- [65] BOE, *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*, 1998.
- [66] BOE, *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, 2004.
- [67] BOE, *Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios*, 2000.

- [68] BOE, *Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*, 2000.
- [69] BOE, *Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información [...]*, 2002.
- [70] BOE, *Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación*, 2006.
- [71] BOE, *Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético*, 2006.
- [72] BOE, *Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009 [...]*, 2009.
- [73] IDAE, *Plan de acción nacional de energías renovables en España (PANER) 2011-2020*, 2010.
- [74] DUOE, *Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE*, 2009.
- [75] IDAE, *Plan de energías renovables (PER) 2011-2020*, 2011.
- [76] BOE, *Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible*, 2011.
- [77] CNMC, *Informe sobre la propuesta de orden por la que se fijan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*, 2014.
- [78] EY, *Renewable energy country attractiveness index*, 2016.
- [79] CNMC, *Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 14 de 2015 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos*, 2016.
- [80] BOE, *Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción*, 2007.
- [81] BOE, *Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad*, 2013.
- [82] CNE-CNMC, *Informes de resultados de las liquidaciones definitivas de actividades reguladas del sector eléctrico 2005-2015*, 2005-2016.
- [83] BOE, *Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015*, 2014.
- [84] BOE, *Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, sobre ordenación de actividades en el Ciclo del Combustible Nuclear*, 1979.
- [85] BOE, *Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear*, 1964.

- [86] BOE, *Real Decreto 1522/1984, de 4 de julio, por el que se autoriza la constitución de la «Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S. A.» (ENRESA)*, 1984.
- [87] BOE, *Real Decreto 1899/1984, de 1 de agosto, por el que se modifica el Real Decreto 2967/1979, de 7 de diciembre, sobre ordenación de actividades en el ciclo del combustible nuclear*, 1984.
- [88] MINETUR, «Energía Nuclear - Residuos radiactivos y desmantelamiento de instalaciones,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.minetad.gob.es/energia/nuclear/Residuos/Paginas/financiacion.aspx>.
- [89] DUOE, *Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, 1996.
- [90] BOE, *Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997*, 2002.
- [91] BOE, *Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007*, 2006.
- [92] BOE, *Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico [...]*, 2006.
- [93] BOE, *Orcen ITC/3315/2007, de 15 de noviembre, por la que se regula, para el año 2006, la minoración de la retribución por la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente a al valor de los derechos de emisión CO2 asignados gratuitamente*, 2007.
- [94] BOE, *Real decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007*, 2006.
- [95] BOE, *Real Decreto-ley 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero*, 2007.
- [96] BOE, *Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o titulización del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003*, 2003.
- [97] BOE, *Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta*, 2008.
- [98] BOE, *Orden PRE/2017/2007, de 6 de julio, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta*, 2007.
- [99] BOE, *Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo*, 2010.
- [100] BOE, *Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico*, 2010.

- [101] BOE, *Real Decreto 1307/2011, de 26 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico*, 2011.
- [102] CNMC, *Acuerdo por el que se remite a la DGPEM datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes del sistema eléctrico para 2016*, 2015.
- [103] CNMC, *Informe sobre la liquidación provisional 14/2015 del sector eléctrico. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*, 2016.
- [104] CNMC, *Boletín de Indicadores Eléctricos - Noviembre 2016*, 2016.
- [105] BOE, *Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016*, 2016.
- [106] BOE, *Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016*, 2016.
- [107] CNMC, *Acuerdo por el que se remite a la secretaría de estado de energía la propuesta motivada de la cuantía a percibir por cada empresa distribuidora sobre el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en [...] distribución para el año 2016*, 2016.
- [108] BOE, *Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica [...]*, 2015.
- [109] REE, «Sistema de Información del Operador del Sistema,» [En línea]. Available: <https://www.esios.ree.es/es>.
- [110] CNMC, *Informe sobre los resultados de la liquidación definitiva de actividades reguladas del sector eléctrico del año 2012*, 2016.
- [111] CNMC, *Informe sobre la liquidación provisional 8/2016 del sector eléctrico. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*, 2016.
- [112] CNMC, *Informe sobre la propuesta de orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2016-2021*, 2015.

