



universidad
de león
Facultad de Ciencias
Económicas y Empresariales

Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad de León

Grado en Administración y Dirección de Empresas
Curso 2016/2017

LA FACTURA DE LA LUZ Y EL COSTE DE LA PLANIFICACIÓN EN ESPAÑA
THE ELECTRICITY BILL AND THE COST OF PLANNING IN SPAIN

Realizado por el alumno D. Víctor Taranilla Rodríguez

Tutelado por la Profesora D^a. Ana Pardo Fanjul

León, a 13 de septiembre de 2017

*<<Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor,
la electricidad y la energía eléctrica: la voluntad.>>*

Albert Einstein (1879-1955)

ÍNDICE

RESUMEN.....	5
ABSTRACT.....	6
1. INTRODUCCIÓN	7
2. OBJETIVOS.....	9
3. METODOLOGÍA	10
4. INTRODUCCIÓN HISTÓRICA AL SECTOR ELÉCTRICO	11
4.1. LA LOSEN: UN PRIMER INTENTO DE LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	14
4.2. LA LEY 57/1997, DE 27 DE NOVIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	18
5. REFORMAS QUE SE HAN VISTO REFLEJADAS EN LA FACTURA.....	23
5.1. LA MORATORIA NUCLEAR	23
5.2. LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA	24
6. EL MERCADO MAYORISTA	30
6.1. EL MERCADO DIARIO	30
6.1.1. Unidades de oferta.....	32
6.1.2. Presentación de ofertas.....	33
6.1.3. Proceso de casación de ofertas	34
6.2. EL MERCADO INTRADIARIO	36
6.2.1. Ofertas de venta.....	37
6.2.2. Ofertas de adquisición.....	38
6.2.3. El proceso de casación y resultados	38
7. COMPOSICIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA.....	40
8. CRÍTICAS AL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	47
8.1. NIVEL DE CONCENTRACIÓN	47
8.2. PRECIO DE LA RETRIBUCIÓN	51
8.3. RETRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN	55
8.4. EL DÉFICIT DE TARIFA.....	57
9. CONCLUSIONES	61
REFERENCIAS.....	67

ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS

Figura 4.1. Organización del mercado regulado del sector eléctrico.	19
Figura 4.2. Organización del mercado liberalizado del sector eléctrico.	20
Cuadro 4.1. Cuadro comparativo mercado regulado vs liberalizado.	21
Gráfico 6.1. Ejemplo de casación de ofertas en el mercado diario.	35
Figura 6.1. Mercado intradiario. Horizonte de tiempo de las seis sesiones.	37
Figura 7.1. Resumen de facturación.	40
Figura 7.2. Detalle de la facturación y el consumo.	41
Figura 7.3. Destino de la factura de electricidad.	42
Tabla 8.1. Indicadores de concentración en el mercado eléctrico español.	49
Tabla 8.2. Programa horario final unidades de producción.	49
Tabla 8.3. Programa horario final comercialización.	50
Figura 8.1. Comparación de precios de la electricidad en los mercados mayoristas de la Unión Europea (último trimestre de 2015).	52
Figura 8.2. Comparación de precios de la electricidad en los mercados mayoristas de la Unión Europea (primer trimestre de 2016).	53
Gráfico 8.1. Precios medios mensuales EUROPEX 2015-2016.	54
Gráfico 8.2. Precios máximos horarios mensuales.	54
Gráfico 8.3. Comparación de precios de la electricidad en España, Italia, Grecia y la media de la Unión Europea.	55
Figura 8.3. Funcionamiento del FADE.	59

RESUMEN

La LOSEN supuso un infructuoso intento de liberalización del sector eléctrico español. A pesar de ello, introdujo el principio de separación de actividades entre la generación y la distribución de electricidad.

Con la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre ya se produjo un profundo cambio del marco regulador de España en busca de la introducción de competencia en el sector. Con esta ley se creó un mercado mayorista que marca el precio de la electricidad en España y, desde entonces, se han aprobado diferentes reformas que han supuesto algún coste para los consumidores. Estos importes, junto con otros costes regulados, se integran en las tarifas que pagan los consumidores.

Con el aumento del precio de la factura de electricidad, el sector es objeto de recurrentes críticas, entre ellas, la dificultad que supone comprender la factura de electricidad. Para arrojar luz sobre su composición y saber si estas críticas tienen justificación, debe estudiarse el origen y la implicación de las diferentes partidas que la componen, desde las que suponen la creación de nuevos costes hasta aquellas destinadas a controlar las subidas del precio de la electricidad.

Palabras clave: sector eléctrico, liberalización, mercado mayorista, oligopolio, competencia, factura de electricidad, tarifa eléctrica, déficit de tarifa.

ABSTRACT

LOSEN was an unsuccessful attempt to liberalise the electricity sector in Spain. Nevertheless, it introduced the principle of separation of activities between generation and distribution of electricity.

With the approval of Law 54/1997, 27th November, a deep change in the Spanish regulatory regime took place. Its objective was to introduce competition in the sector. This law created a wholesale electricity market that sets the price of electricity in Spain and, since then, the Government has approved a variety of reforms that have entailed some costs for consumers. These amounts, in addition to other regulated costs, are integrated into the tariffs paid by consumers.

With the increase of price of the electricity bill, the sector has been repeatedly criticized. One of these criticisms is the difficulty in understanding the electricity bill. In order to clarify its composition and to ascertain whether these criticisms are justified, the origin and the implication of the different items of the electricity bill must be studied, from those that involve the creation of new costs to those that try to control the increases in the price of electricity.

Key words: electricity sector, liberalisation, wholesale market, oligopoly, competition, electricity bill, electricity tariff, tariff deficit.

1. INTRODUCCIÓN

En los últimos años el sector eléctrico se ha convertido en el centro de una polémica fruto de las fluctuaciones de los precios de las facturas de electricidad. Con ellas, surgen críticas dirigidas tanto al modelo del mercado de generación de electricidad como a las medidas de planificación y regulación del sector.

A raíz de esta controversia, tanto el Gobierno como diferentes medios de comunicación se han esforzado por hacer a la población conocedora del destino del importe que pagan por su consumo de electricidad. Este trabajo busca ir un paso más allá y, además de analizar la composición de la factura, estudiará los pasos dados en España para que el sector eléctrico funcione como lo hace en la actualidad y, además, buscará el origen de las diferentes partidas suponen o han supuesto algún coste para los consumidores. Para ello, seguiremos la siguiente estructura:

En primer lugar, analizaremos el proceso de liberalización del sector eléctrico. A lo largo de este primer capítulo, conoceremos las singularidades de este sector que históricamente han justificado su carácter de monopolio natural, así como una visión histórica de las dos principales reformas que liberalizaron el sector en España:

- La Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Español Nacional (LOSEN) que supuso un primer paso hacia la creación de un sistema de generación independiente y competitivo y la separación contable, jurídica y de gestión de las actividades implicadas en la generación y distribución de energía eléctrica.
- La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que implantó los cambios normativos más importantes en la historia del sector en España, con un nuevo funcionamiento de la CNE (Comisión Nacional de la Energía) y unas nuevas reglas para el desarrollo de las actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad.

En el segundo capítulo estudiaremos los costes que supusieron dos decisiones de planificación del sector eléctrico español que, en algún momento han debido afrontar los consumidores. El primero, la moratoria nuclear, consecuencia de la derogación del PNE (Plan Energético Nacional) que buscaba disminuir la dependencia de España del petróleo en favor de la energía nuclear y tras la que hubo que indemnizar a los generadores que habían iniciado sus inversiones en este tipo de centrales para cumplir con este objetivo. El segundo, los costes de transición a la competencia (CTCs) reconocidos a las empresas eléctricas establecidas antes de la aprobación de la Ley 54/1997 y la transición al régimen de mercado competitivo.

El tercer capítulo se centra en el estudio del funcionamiento del mercado mayorista de generación regulado por el Operador de Mercado OMIE y compuesto por el mercado diario y el mercado intradiario que ponen en contacto a oferentes y demandantes de energía eléctrica.

En el cuarto capítulo desglosaremos la factura de electricidad tipo para conocer las diferentes partidas que la componen y su origen, para lo que tomaremos una factura real de ejemplo y revisaremos la legislación que supone algún coste para los consumidores.

En el último capítulo analizaremos cuáles son los principales problemas que se achacan al sector eléctrico español. Para ello, revisaremos la bibliografía publicada por expertos en el sector sobre estos temas de controversia, así como las reformas legislativas del sector más cuestionadas, centrándonos en la existencia de un déficit de tarifa que constituye uno de los principales problemas que tiene planteado el sector eléctrico español en la actualidad.

En definitiva, buscaremos conocer el origen de estos aspectos tan polémicos, su implicación presente en el bolsillo de los consumidores y si están justificados o no.

2. OBJETIVOS

En el sector eléctrico concurren diferentes aspectos. En este trabajo abordaremos todos aquellos que tengan relación con el coste que supone para los consumidores el suministro de energía eléctrica.

Para ello, comenzaremos por el estudio del proceso de liberalización del sector eléctrico español, así como las diferentes reformas que han supuesto algún coste para los consumidores. A partir de ahí, intentaremos dar respuesta a los siguientes interrogantes:

- ¿Están concentrados los mercados de generación y comercialización de electricidad en España?
- ¿Cómo se fija el precio de la electricidad en España? ¿Es este precio realmente abusivo?
- ¿Cuál es la composición de la factura de la luz? ¿Por qué pagamos lo que pagamos?
- ¿Qué es el déficit de tarifa y cómo afecta a los consumidores presentes y futuros?

3. METODOLOGÍA

Para la elaboración del presente trabajo y el cumplimiento de los objetivos se ha acudido exclusivamente a fuentes de información secundarias. Dentro de éstas, se han utilizado diferentes tipos de publicaciones:

- Textos legislativos tales como Boletines Oficiales del Estado y Órdenes Ministeriales publicados por órganos de gobierno nacionales, así como Directivas emitidas por la Unión Europea.
- Informes publicados por la Comisión Europea relativos a los mercados europeos de generación y comercialización de electricidad.
- Libros especializados en el estudio del sector eléctrico español.
- La tesis doctoral del Dr. José Pascual Ruiz Maciá centrada en el sector eléctrico español.
- Artículos publicados en revistas científicas.

4. INTRODUCCIÓN HISTÓRICA AL SECTOR ELÉCTRICO

La crisis del petróleo de los años setenta puso fin al consenso hasta entonces existente sobre los beneficios del intervencionismo estatal. La recesión causada por la subida de los precios del crudo reveló la ineficiencia de las políticas económicas habituales. Fue en este contexto en el que se produjeron las victorias electorales de Margaret Thatcher en Gran Bretaña (1979) y Ronald Reagan en Estados Unidos (1980). Con ellos, se inició la proliferación de medidas dirigidas a dar protagonismo a lo privado frente a lo público, desde la desregulación de algunos sectores hasta la privatización de empresas públicas.

El objetivo principal de estas medidas era eliminar los obstáculos existentes al desarrollo de la competencia. Competencia que se había visto limitada debido a la restrictiva regulación del Estado. Para cumplir ese objetivo, y acompañando a la desregulación, se inició una etapa de privatizaciones de compañías públicas.

No pasó mucho tiempo hasta que los Gobiernos comprendieron que no bastaba con privatizar y favorecer el desarrollo de la competencia. En sectores estratégicos tales como el del agua, el gas, el transporte ferroviario, las telecomunicaciones y la electricidad, *<<cuando la posición de partida de la empresa pública supone un obstáculo infranqueable (...), la enajenación puede llegar a ser contraproducente, pues la compañía tenderá a usar más su poder de mercado bajo titularidad privada.>>* (Ruiz Maciá, 2014a)

Era necesario llevar a cabo una amplia reestructuración del sector industrial a reformar y modificar por completo su marco regulador. Este proceso considerado erróneamente como una *<<desregulación>>*, debe ser tratado como una *<<reforma reguladora>>* o *<<re-regulación>>*, pues los cambios no han consistido en la supresión de controles y normas, sino la adaptación de éstos a la nueva organización del sector.

Las compañías eléctricas cuentan con dos singularidades que facilitan la aparición de oligopolios o monopolios, la primera es que desarrollan su actividad en torno a una única red, la segunda, es el carácter estratégico del sector, con la consecuente intervención a la que está sometido, que es especialmente intensa.

La consideración tradicional de las actividades implicadas en el suministro eléctrico como monopolios naturales supuso que las empresas que las llevaban a cabo actuaran, gracias a concesiones ligadas a áreas geográficas, como monopolios territoriales. El cambio de paradigma regulatorio en este sector es ya incuestionable a nivel mundial. España, de hecho, es uno de los países líderes en este proceso de cambio. (Calero Pérez, 2000)

El consenso actual se da sobre los beneficios que la existencia de competencia tiene sobre el mercado eléctrico y, aunque su valoración e imputación a medidas e indicadores concretos es muy complicada, pueden señalarse las siguientes:

- a) Disminuciones en costes del combustible, operación y mantenimiento, administrativos y generales.

La mayor eficiencia energética de las nuevas tecnologías supondrá importantes ahorros en el consumo del combustible. Por su parte, los gastos administrativos y generales serán mayores en los sistemas en que la titularidad de las empresas sea eminentemente pública. (Díaz Mendoza et al., 2015)

- b) Incremento de la eficiencia en el despacho.

El desempeño en competencia conlleva que los precios reflejen todos los costes en que hay que incurrir para atender la demanda en cada momento. Así pues, se producen señales de carácter económico que conducen al consumo hacia una mayor racionalización y eficiencia.

c) Uso del capital más eficiente.

La determinación de la tasa de retorno obtenida por los capitales invertidos en una actividad ha sido una de las principales herramientas de los modelos tradicionales de regulación. Sin embargo, su uso ha sido causa de diversos comportamientos ineficientes. Es lo que se conoce como efecto Averch-Johnson, es decir, que cuando se regula la tasa de rentabilidad de cualquier empresa, esta tenderá a invertir en capital, más allá de lo económicamente eficiente, buscando alcanzar mayores beneficios mermando su eficiencia. Este efecto se agravará en la medida en que la retribución asegurada por el regulador sea mayor a la que pueda ofrecer el mercado. (Barquín Gil, 2004)

El motivo por el cual es necesaria la reforma regulatoria de los mercados de generación para que éstos funcionen de forma competitiva se debe a que, en un sector como el eléctrico, en el cual las empresas están integradas verticalmente, la supresión de trabas administrativas y legales no conducirá a un comportamiento más competitivo. Siguen existiendo barreras de entrada como el acceso a las redes de transporte y distribución. Si éste no es indiscriminado, las empresas propietarias de las redes tenderán a abusar de su poder y a fijar precios más altos en las actividades en las que siguen actuando como monopolistas y más bajos las abiertas a la competencia, produciéndose así subsidios cruzados entre empresas y provocando como resultado una pérdida de competencia efectiva. (Ruiz Maciá, 2014)

Por lo tanto, que los generadores, los ya establecidos y los nuevos, tengan acceso indiscriminado a las redes es una condición básica para que los mercados de generación sean verdaderamente competitivos. Teniendo esto en cuenta, la regulación en materia de redes de transporte y distribución debe centrarse primero en una desintegración vertical de las actividades, empezando con una mera separación contable que puede llegar a la separación obligatoria en la propiedad, además del establecimiento de tarifas de acceso a las redes transparentes y universales.

4.1. LA LOSEN: UN PRIMER INTENTO DE LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

El punto de partida de la reestructuración española fue un sector eléctrico de propiedad mayoritariamente privada, muy concentrado tanto horizontal como verticalmente. Existía una regulación marcada por un corte tradicional en las actividades de generación y distribución y contaban con un buen nivel de eficiencia técnica. Además, las empresas disfrutaban de una buena situación financiera y la coyuntura económica era muy favorable.

Red Eléctrica Española (REE) es la empresa especializada que se ha encargado, desde 1985, de las actividades de operación del sistema, del despacho económico de la generación y del transporte. Esta compañía, de propiedad compartida entre las empresas generadoras y distribuidoras funciona gracias a la voluntad de las empresas por funcionar conjuntamente como un *pool*. (ree.es, 2017)

Por otra parte España, en el momento en que se planteó el cambio regulatorio, contaba con un parque de generación sobreabundante, suficiente para cubrir la demanda en cada momento del tiempo. El coste medio de producción superaba al coste marginal de producción tanto a medio como a largo plazo, pues estaba regulado. En comparación con los países de nuestro entorno y con los que resultarían idealmente en condiciones de competencia perfecta, los precios de la electricidad en España eran elevados. Esta diferencia se veía agravada por la política de protección al carbón nacional, condicionante del funcionamiento económico de las centrales generadoras.

En la primera etapa de este cambio regulatorio se aprobó la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Español Nacional (LOSEN). Se trataba de un primer intento de reforma, aunque el desarrollo reglamentario necesario para aplicarla nunca se llevó a cabo.

Según Ruiz Maciá (2014), la LOSEN pretendió reformar el sector eléctrico español y adecuarlo a los principios de mercado, de forma que tanto las actividades de generación y comercialización pudieran ser realizadas en régimen de competencia. Su objetivo fundamental consistía en ser garante de un suministro eléctrico seguro, de calidad y al menor coste posible. Para lograrlo, la Ley estableció la delimitación de las actividades vinculadas con el suministro de energía: generación, transporte, explotación unificada, intercambios internacionales y distribución. Además, para garantizar una regulación transparente del sector se creó la CSEN (Comisión del Sistema Eléctrico Nacional) un ente regulador del sector.

La LOSEN pretendía dividir el sector en dos partes a fin de regularlo mejor:

- Un Sistema Integrado fundamentado en los principios de planificación conjunta, tarifa única, explotación unificada y suministro garantizado a todos los usuarios. (España, 1994)
- Un Sistema Independiente con libertad de contratación y precios que permitiera la competencia en el sistema. (España, 1994)

A pesar de su denominación, el Sistema Independiente no se desvinculaba del Integrado. La separación marcada por la Ley no era completa por estar físicamente conectado al Sistema Integrado. Ambos contaban con acceso a las mismas redes físicas de transporte, aunque el Sistema Independiente debía pagar por ello; tanto los clientes como los generadores del Sistema Integrado podían trasladarse al Independiente; ambos disfrutaban del mismo nivel de seguridad y, lógicamente, el funcionamiento del Sistema Independiente y la información procedente de la misma influirían en la regulación del Sistema Integrado. Por tanto, tanto la LOSEN como la CSEN fueron los dos primeros pasos hacia la introducción de la competencia entre los operadores del sector.

El nuevo modelo regulatorio, supuso la ruptura de la integración vertical de las empresas establecidas. A partir de entonces, ninguna sociedad podrá llevar a cabo

actividades de producción y distribución. La separación contable, jurídica y de gestión era una de las exigencias de la LOSEN y estableció la ficha límite de cumplimiento en el año 2000.

Con la separación de actividades se busca delimitar aquellas actividades que seguían considerándose un monopolio natural, como el transporte y la distribución (llevadas a cabo por REE), fomentar la especialización de los negocios y, consecuencia de la competencia, el surgimiento de un sistema de precios que asignara con transparencia los costes del sector.

La separación jurídica, por su parte, supuso una ruptura con el modelo tradicional de empresa eléctrica en España, propietaria de centrales y redes en su mercado. A partir de este momento, todas las empresas generadoras venderán su producción a un mercado mayorista (*pool*), del cual las empresas distribuidoras se abastecerán.

Estas reglas son importantes en este proceso de apertura a la competencia, pero también se ha de tener en cuenta la estructura empresarial. Ésta debe cumplir unos requisitos mínimos para garantizar la competencia: un número mínimo de agentes y un cierto nivel de control que prevenga conductas colusorias. Para que esto no suceda, se necesita un regulador capaz de supervisar de una forma eficaz.

Teniendo lo anterior en cuenta, si analizamos el sector eléctrico español de la LOSEN, observamos que:

- El mercado español no cuenta con un número suficiente de vendedores, aunque sí de centrales eléctricas.
- Pese a ser homogéneo, el producto, la electricidad, pierde su homogeneidad como servicio, pues en su suministro pueden identificarse horas punta, horas valle, etc.

- La fijación de precios por parte de la autoridad administrativa desincentiva la búsqueda de información por parte de los agentes.
- Resulta muy difícil, para cualquier consumidor, cambiar de modalidad energética una vez instalado, así como de compañía.
- La Administración General del Estado (art. 12.1 de la LOSEN) autoriza la entrada de nuevos competidores. Existen, por tanto, barreras legales de entrada aparte de las debidas al volumen de inversiones requerido para la implantación de una central, para lo que hay que tener en cuenta el riesgo de que, como ya se mencionó, existe un exceso de capacidad productiva.

Por otra parte, las condiciones que deben cumplirse en un mercado en proceso de apertura para defender la competencia son:

- Establecer un control sobre procesos de fusión o concentración.
- Contar con un sistema de transporte sin restricciones o cuellos de botella.
- El regulador debe contar con mecanismos que le permitan imponer la enajenación de activos de generación, en casos extremos, antes de conceder a su poseedor la autorización para actuar en condiciones de mercado.

Por lo tanto, abriendo el subsector de la generación, no se garantiza la competencia en el mercado eléctrico, resulta necesaria una supervisión de su funcionamiento para prevenir prácticas abusivas por parte de los agentes.

De todo lo anterior podemos concluir que la LOSEN, en realidad, no anunciaba cómo sería el futuro sistema eléctrico español, pues no especificaba si el Sistema Independiente permitiría la entrada de nuevos operadores, si los nuevos clientes deberían acogerse a las tarifas de mercado a fin de que, con el tiempo, todos acudieran a

éste, o si sólo se buscaba una mejora en la gestión pero, en definitiva, manteniendo las cosas como estaban. A fin de cuentas, la LOSEN no trajo consigo vías o mecanismos para la introducción de competencia en el sector, pero sí fue una Ley de transición que abría las puertas a la nuevos competidores en el futuro.

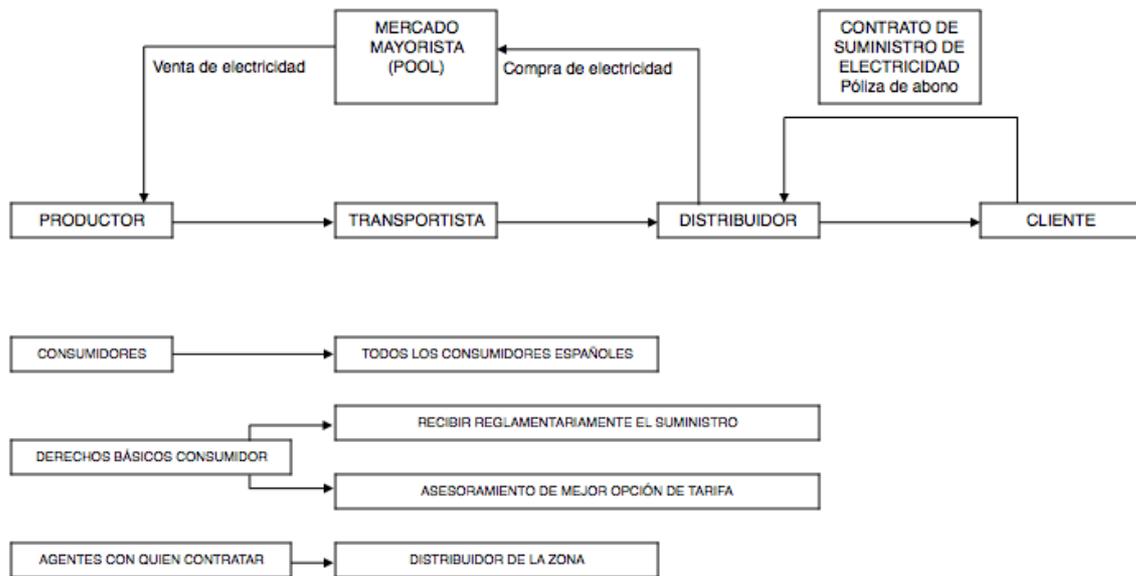
4.2. LA LEY 57/1997, DE 27 DE NOVIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO

El cambio de Gobierno de 1996 trajo consigo variaciones como la formación de un nuevo equipo del Ministerio de Industria y Energía. Tras un tiempo de conversaciones entre el Ministerio y las empresas eléctricas, se dio un nuevo paso hacia un verdadero esquema de libre mercado. Así, en diciembre de 1996, ambas partes firmaron un Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional. Éste determinaba la fecha de inicio de un mercado eléctrico competitivo para el 1 de enero de 1998.

El Protocolo fue la referencia para la elaboración de la reforma que dotó a España de un sector eléctrico liberalizado y competitivo: la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico. Ésta puso fin al marco regulatorio hasta entonces existente, de explotación conjunta y regulada del sistema y de una generación y transporte planificados. Además, atribuyó la gestión de la red y el despacho al Operador del Sistema (REE) y separó los criterios de gestión técnica y económicos de las restricciones de red, eliminando barreras que la LOSEN mantuvo. Al amparo de la Ley 54/1997, en 1998, entró en funcionamiento un modelo de mercado mayorista en España. Hasta entonces, era REE la que decidía los despachos asignados en cada momento y los generadores que los atendían.

El nuevo marco regulatorio sigue dividiendo el sector eléctrico en un mercado regulado y otro liberalizado. En los dos modelos la generación es una actividad liberalizada que se realiza en régimen de competencia por compañías que pueden vender la electricidad por dos vías: en el mercado mayorista organizado (*pool*), o estableciendo contratos bilaterales directamente con los compradores de electricidad.

Figura 4.1. Organización del mercado regulado del sector eléctrico.

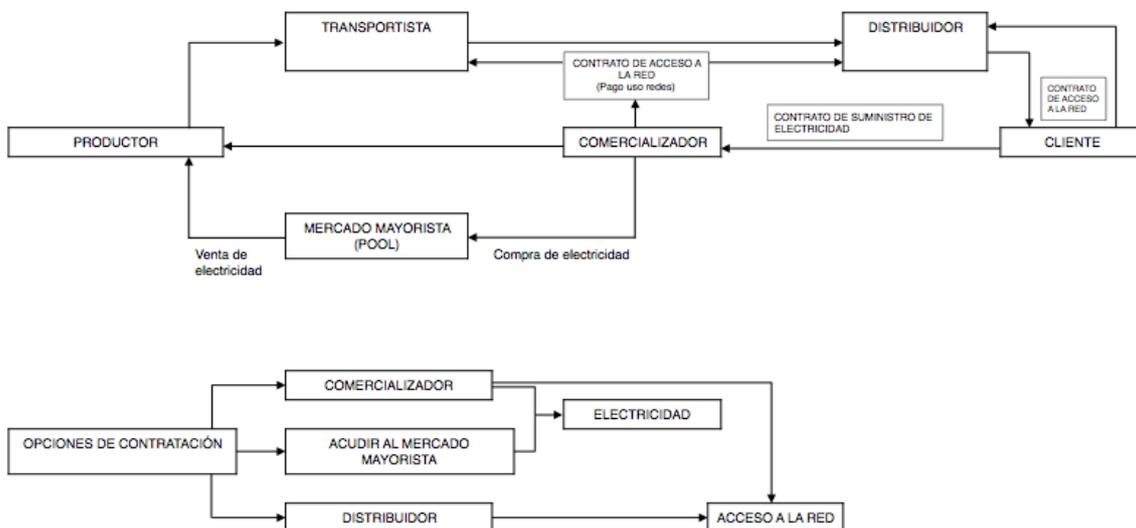


Fuente: CNE y elaboración propia.

El transporte sigue siendo una actividad regulada gestionado por Red Eléctrica Española (REE) y que opera sobre las redes de transporte, es decir, las que cuentan con tensiones de 220 y 400 kW. La distribución también está regulada y, al igual que en el transporte, los ingresos los determina el Gobierno. El distribuidor cuenta con las redes conductoras de electricidad en un ámbito regional, desde las redes de transporte, hasta los mismo consumidores. Es, además, el encargado de facturar la electricidad para los consumidores a tarifa. La tensión de estas redes es inferior a 220 kW. (España, 1997a)

En el mercado liberalizado surge una nueva figura, la del comercializador, cuya función es comprar la electricidad a los productores en el mercado mayorista o, también, puede firmar contratos bilaterales con los generadores. A continuación, venden la electricidad a los consumidores a un precio libremente pactado en el mercado liberalizado. Esta actividad se ejerce en competencia, sin restricciones y, aunque el comercializador sea el gestor de los contratos de acceso a las redes del distribuidor, los titulares de los contratos son los consumidores.

Figura 4.2. Organización del mercado liberalizado del sector eléctrico.



Fuente: CNE y elaboración propia.

Por último, las condiciones de los clientes o consumidores cambiará en función de si se acoge a la tarifa integral del mercado regulado, o si contratan la electricidad con un comercializador. Los primeros contratan la electricidad con la empresa que se suministrará físicamente, es decir, con el distribuidor a un precio determinado por el Gobierno. Por su parte, aquellos que se acojan al mercado liberalizado, contratarán la electricidad pactando un precio con su comercializador.

Puede apreciarse que con la Ley 54/1997 por fin se dan importantes pasos en la dirección marcada por la LOSEN. Para empezar, queda establecida la división jurídica entre actividades: reguladas (con una separación contable entre las mismas) y no reguladas. En su artículo 11.1, la Ley reconoce el derecho de libre instalación de nuevas centrales de generación en condiciones de libre competencia. Se deja atrás, por fin, la retribución fijada administrativamente. Como ya se mencionó, se crea en España un mercado mayorista organizado que marca los precios de la generación. Se restringe la planificación centralizada a las redes de transporte y se crea la figura del comercializador ofreciendo nuevas posibilidades de elección a los clientes (aunque podrán seguir acogiéndose a la tarifa regulada, si así lo desean). Quedan especificados

los conceptos que deben incluirse en la tarifa eléctrica para asegurar la transparencia de las mismas y entre ellos se incluye una nueva partida: los Costes de Transición a la Competencia (CTCs), que analizaremos más adelante.

Aparte de los cambios en el funcionamiento del mercado que introduce la Ley 54/1997, ésta también altera su regulación ampliando las funciones de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), que más tarde pasaría a denominarse Comisión Nacional de la Energía (CNE). La Ley encomienda la Comisión velar por la competencia del sector, su objetividad y su transparencia, para lo que la dota de la capacidad para solicitar información a los agentes, resolver conflictos y crea enlaces de colaboración entre ésta y otras instancias administrativas defensoras de la competencia.

Cuadro 4.1. Cuadro comparativo mercado regulado vs liberalizado.

ACTIVIDAD REGULADA	MERCADO LIBERALIZADO
SERVICIO TÉCNICO Y COMERCIAL RECAE EN EL DISTRIBUIDOR.	EL SERVICIO TÉCNICO RECAE EN EL DISTRIBUIDOR Y EL COMERCIAL RECAE EN EL COMERCIALIZADOR.
PRECIOS REGULADOS DE LA ELECTRICIDAD SEGÚN TARIFAS FIJADAS POR EL GOBIERNO.	MAYOR FLEXIBILIDAD EN LA OFERTA DE ESTRUCTURAS DE PRECIOS EL COMERCIALIZADOR ASUME EL RIESGO DEL MERCADO Y PUEDE OFRECER <<MULTIUTILITIES>>.
NO EXISTE CAPACIDAD DE NEGOCIACIÓN.	EXISTE CAPACIDAD DE NEGOCIACIÓN.
LA ZONA Y LA RED DE DISTRIBUCIÓN CONDICIONAN UNA DETERMINADA CALIDAD DEL SUMINISTRO.	SE MANTIENE LA MISMA CALIDAD DE SUMINISTRO.

Fuente: Ruiz Maciá (2014a).

Todas estas reformas no obedecen exclusivamente a la voluntad del Gobierno español de abrir el sector eléctrico a la competencia, sino que, ya con la firma del Protocolo para el Establecimiento de una Nueva Regulación del Sistema Eléctrico Nacional se incorporan al ordenamiento español las exigencias recogidas en la Directiva 96/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, aprobada por el Consejo de la UE por la cual se establecieron unas normas para la creación de un mercado europeo de electricidad. La

Directiva anunciaba una serie de objetivos y criterios mínimos de liberalización y competencia que los mercados interiores de los países miembros debían cumplir.

5. REFORMAS QUE SE HAN VISTO REFLEJADAS EN LA FACTURA

5.1. LA MORATORIA NUCLEAR

En la época en que las centrales nucleares fueron instaladas en España, el Estado asumía una parte importante de los riesgos económicos y financieros que suponían. Tras la crisis energética de 1973, que tiene una especial repercusión sobre nuestra economía, se aborda en España el primer plan integrado que afecta a todo el sector energético. Así, en 1975 se plantea el primer Plan Energético Nacional (PEN) con el objetivo de reducir drásticamente la dependencia del petróleo desarrollando la energía nuclear, que debería *<<satisfacer el 22,8 por ciento de la energía primaria de ese año y el 56 por ciento de la producción de energía eléctrica.>>* (Ruiz Maciá, 2014a)

Aunque su duración prevista era de 1975 a 1985, en 1977 se redactó un nuevo PEN que, aunque nunca llegó a probarse, sirvió de base al PEN del 78. La duración de éste se alargaba hasta 1987 y era más realista que el primero. Reducía el programa nuclear al 14,8 por ciento de toda la producción energética y al 37,2 por ciento de la electricidad producida. Sin embargo, el PEN de 1978 se suspende con la llegada del Partido Socialista Obrero Español al Gobierno y es sustituido por el PEN 1983-1992, que contemplaba el funcionamiento de solo cuatro centrales nucleares: Trillo, Vandellós II, Ascó II y Cofrentes. Se paralizó así la construcción de otras cinco centrales: Lemóniz I y II en Vizcaya, Valdecaballeros I y II en Badajoz y Trillo II en Guadalajara. La construcción de estas centrales permaneció paralizada, es decir, en moratoria, hasta que se decidiera su destino final.

Ya en 1994, con la entrada en vigor de la LOSEN, quedó declarada la moratoria nuclear que dejó, tras la definitiva paralización de las obras, una inversión de 729.000 millones de pesetas completamente improductiva por la cual los titulares de los proyectos tendrían derecho a una compensación por las inversiones realizadas y por su financiación. Para ello, se permitió *<<la afectación de un porcentaje de la facturación*

por venta de energía eléctrica a los usuarios. Este porcentaje sería determinado por el Gobierno, y fijado como máximo en el 3,54 por ciento.>> (Ruiz Maciá, 2014a)

La duración de esta afectación de la tarifa se estableció en un máximo de 25 años desde la entrada en vigor de la LOSEN y la Ley 54/1997 decretó el 20 de enero de 1995 como fecha de inicio. Por consiguiente, el pago por parte de los consumidores de esta partida finalizaría, como muy tarde, el 20 de enero de 2020.

La Ley 40/1994, en el apartado 4 de su Disposición Adicional Octava, fijó el valor de la moratoria en 4.383,24 millones de euros y la LOSEN los repartió entre las centrales. Además, la LOSEN concedió a éstas la posibilidad de ceder sus derechos de compensación a terceros. De este modo, los cedieron al Fondo de Titulización de Activos y, en sus balances, dieron de baja la deuda proveniente de las inversiones en centrales nucleares. Con este sistema, entre los bonos emitidos y sus intereses, los consumidores españoles hemos pagado un total de 5.717 millones de euros por este concepto, pues el 26 de octubre de 2015 se efectuó el último pago saldando la deuda anticipadamente. (cnmc.es, 2016)

5.2. LOS COSTES DE TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA

El suministro eléctrico es una actividad que requiere inversiones importantes en activos fijos cuya amortización abarca amplios periodos de tiempo. Que el cambio normativo del sector eléctrico tuviera lugar antes de que las empresas eléctricas afectadas por la regulación previa a la Ley 54/1997 recuperaran su inversión en esos activos fijos, supone un importante componente de incertidumbre. Esto podía dificultar su acceso al mercado de capitales.

La Ley reconoce, por lo tanto, en su Disposición transitoria sexta, la existencia de unos costes de transición al régimen de mercado competitivo para aquellas empresas que contaran con instalaciones de generación afectadas por la regulación anterior existente. De esta manera, tras valorar razonablemente estos costes en un total de 1998 billones de

pesetas, se declara a estas centrales receptoras de una retribución fija por un periodo máximo de 10 años.

Tras varias reformas de esta Disposición, se ampliaron los plazos de cobro y se acordaron una serie de quitas que dejaron unos CTCs reconocidos de 1.736.778 millones de pesetas. El mecanismo de cobro sería el original y se haría *<<por dos vías: vía tarifa, si el precio del mercado resultaba ser igual o inferior al precio estimado de 36€ MWh en la hipótesis barajada para el cálculo de los CTC's, y vía exceso de precio de mercado, si este precio se situaba por encima del precio estimado o de referencia.>>* (Fabra Utray, 2010)

Los costes derivados de esta retribución serían repercutidos a todos los consumidores de energía eléctrica como costes permanentes del sistema tanto en las tarifas integrales como en las de acceso. La compensación se dividía entre primas al consumo del carbón autóctono (295.276 millones de pesetas aproximadamente), y una compensación tecnológica a las centrales nucleares (843.642,5 millones de pesetas), al sector hidráulico (321.724,15 millones de pesetas) y al sector térmico convencional (524.918,35 millones de pesetas).

Sin embargo, desde Bruselas, los servicios de la Comisión encargados de examinar los cambios regulatorios de España detectaron que el régimen español de CTCs podía suponer una ayuda estatal. Las autoridades españolas, por su parte, negaban que su régimen regulatorio contuviera elementos de ayuda de Estado y, mediante carta, solicitaron a la Comisión que se retractara.

La Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad sentó el principio de la apertura a la competencia del sector eléctrico europeo. Además, la propia Directiva contemplaba que algunos Estados miembros pudieran acogerse a un régimen transitorio que ampararía *<<excepciones a los capítulos IV, VI y VII de la presente Directiva. Los Estados miembros deberán notificar a la Comisión las solicitudes de un*

régimen transitorio a más tardar un año después de la entrada en vigor de la presente Directiva.>> (Parlamento Europeo, 1997)

La Comisión, sin embargo, no consideró que los CTCs fueran una compensación fruto del cambio regulatorio ni que, por lo tanto, pudieran incluirse en alguna de las excepciones establecidas. Así, determinó que se trataban de ayudas concedidas a algunas empresas en detrimento de otras y que tendrían un efecto distorsionador en el mercado interior europeo entre Estados miembros.

Tras varias denuncias y recursos interpuestos por ambas partes, la Comisión Europea respaldó la decisión del responsable de competencia en 2001, Mario Monti, y autorizó los CTCs tecnológicos. Su argumento fue que, de tratarse de una ayuda de Estado, éstos CTCs en concreto, serían compatibles con el mercado común. Los costes asociados a la producción eléctrica con carbón autóctono no corrieron la misma suerte. Fueron declarados como una ayuda no compatible con el mercado común y el Gobierno de España, en 2001 y mediante Real Decreto, los suprimió, cerrando así el contencioso que mantenía con la Comisión desde 1998. (España, 2001b)

Sin embargo, los problemas y la polémica asociados a los CTCs no terminaron. La Comisión, en la misma sentencia que declaró ilegales los CTCs asociados a primas al uso de carbón autóctono, dio la posibilidad al Gobierno español de modificar esta ayuda para acogerla como una de las excepciones contempladas por la Directiva 96/92/CE, que autorizaba que se diera prioridad a las energías autóctonas. Siempre y cuando éstas no superaran el 15 por ciento de la energía total producida.

Aprovechando esta oportunidad, el Gobierno presidido por José Luis Rodríguez Zapatero aprobó el Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, en el cual, en su disposición adicional vigésima contemplaba planes de viabilidad e incentivos al consumo de carbón autóctono. Así, el Gobierno podría aprobar planes de financiación extraordinarios para las sociedades titulares de instalaciones de producción eléctrica que

demuestren dificultades financieras que puedan poner en peligro el desarrollo normal de la actividad de dichas empresas.

Además, con arreglo a la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, el Gobierno aprobó un sistema de primas para permitir la entrada preferente de instalaciones generadoras que utilicen fuentes de energía primaria autóctona en el mercado mayorista. Estas primas se incluyeron en la tarifa eléctrica.

Por otro lado, en el texto del mismo Real Decreto-ley 7/2006, el Gobierno reconocía que los CTCs estaban siendo un mecanismo ineficiente que generaba distorsiones en los precios de mercado por ser integrados como determinantes de las estrategias de oferta. El Ejecutivo también consideraba que las hipótesis sobre las que se basaron los cálculos de los CTCs habían quedado obsoletos y afirmaba contar con informes que revelaban un alto grado de amortización de las instalaciones afectadas.

Con todos estos fundamentos, el Gobierno puso fin a los CTCs a los que Bruselas había dado el visto bueno pues *<<en suma, se trata de un mecanismo innecesario y distorsionador que requiere una urgente supresión, lo que se lleva a cabo mediante la derogación de la mencionada Disposición transitoria sexta.>>* (España, 2006)

En verdad, a consecuencia de que los precios del MWh se estabilizaran durante años por encima del precio de referencia (36€ MWh), las empresas con derechos de cobro de CTCs cobraron vía exceso de precio (por la diferencia entre el precio resultante en el mercado mayorista y el precio de referencia) una compensación que en junio de 2005 igualó el valor máximo de CTCs fijados. Es decir, que la retribución total prevista fue ingresada por las compañías con 5 años de antelación.

Sin embargo, cabe mencionar que la transacción de los CTCs era de naturaleza bidireccional y que no tenía más objeto que asegurar tanto a empresas como a consumidores la estabilidad de las remuneraciones y de los costes de la electricidad

generada en aquellas centrales que ya funcionaban cuando sobrevinieron los cambios regulatorios. Por lo tanto, todo precio cobrado entre junio de 2005 y diciembre de 2010 que estuviera por encima de los 36€ MWh hubiera generado un exceso que tendría que haber sido devuelto por las eléctricas afectadas. *<<Es decir, si en julio de 2006 no se hubiera derogado la norma que regulaba el mecanismo de cobro de los CTC's hoy no tendríamos ni déficit tarifario ni una tarifa tan alta ni a nadie se le hubiera pasado por la cabeza recortar la retribución –recortes consolidados y aumentados en la LSE 24/13- de las centrales eléctricas renovables.>>* (Fabra Utray, 2010)

Pero la polémica actual no se debe a esto último, sino que está centrada en los CTCs cobrados entre junio de 2005 y junio de 2006, cuando fueron derogados. Pues en 2007, la Comisión Nacional de Energía publicó un informe en el cual estimaba en 3.396 millones de euros la cuantía cobrada por las eléctricas en este concepto por encima de lo establecido. Desde entonces distintos grupos parlamentarios han instado al Gobierno a que exija su devolución. Pero en 2012, la Abogacía del Estado señaló la imposibilidad de reclamar estas cantidades por haber prescrito en junio de 2010.

Fabra Utray, en un informe sobre la liquidación de los CTCs afirmaba que el *<<dies a quo>>*¹ del plazo de prescripción no puede fijarse en el año 2006 sino en el 2010 porque antes ninguna ejecución de liquidación podría haberse hecho. La razón es que la CNE en 2006 sólo disponía de datos provisionales y es a este ente a quien le corresponde determinar la cuantía de liquidación. *<<Es decir, en cualquier caso el plazo de prescripción no hubiera expirado antes de 2021 lo cual abunda en que la prescripción a la que tantas veces nos estamos refiriendo, dista mucho de haberse producido. (...) En definitiva, las distintas consideraciones jurídicas hechas desde diferentes perspectivas, convergen en que tal prescripción no se ha producido y que, por consiguiente, la ejecución de la liquidación global y definitiva de los CTC's (liquidación material) está pendiente y es plenamente exigible con todas sus consecuencias, previos los trámites o requerimientos que procedan.>>* (Fabra Utray, 2010)

¹ Locución latina que hace referencia al día inicial en el cómputo de un plazo.

A efectos prácticos, y puesto que el tema a tratar en este punto es la afectación de medidas políticas a la factura de la luz, las objeciones de Bruselas a los CTCs en 1998 no se referían a la cuantía que se les otorgaría a las eléctricas (a excepción de las primas al carbón), sino que no aprobaban su afectación a la tarifa eléctrica en un 4,5 por ciento de la facturación, además de la posibilidad de que se titulizaran. En la Comisión se entendía que era una <<tasa parafiscal>> para la energía que se exporta. Esta polémica quedó zanjada en 2001 con la aprobación del Real Decreto-Ley 2/2001, de 2 de febrero.

6. EL MERCADO MAYORISTA

En los años 90 se inicia la creación de mercados organizados de energía eléctrica a lo largo de toda Europa. Así como Nord Pool Spot gestiona el mercado de los países nórdicos, EPEXSpot el de Francia o Alemania y GME el de Italia, OMIE se ocupa de la gestión del mercado spot² en la Península Ibérica.

OMIE inició su actividad en enero de 1998, tras la aprobación de la Ley 54/1997, pero no fue hasta 2007 que se unificó la operación para todo el Mercado Ibérico. Su funcionamiento se mantiene de forma continuada los 365 días del año, 24 horas al día. OMIE se encarga de la gestión de transacciones valoradas en más de 10.000 millones de euros, que se corresponden con aproximadamente el 80% del consumo eléctrico de Portugal y España.

Según OMIE, su mercado, el Ibérico, está entre los más líquidos de Europa y sus precios, en la mayoría de los años, son inferiores a la media europea de los mercados más relevantes. *<<Adicionalmente, mientras que nuestros precios oscilan entre 0 y 180,3 €/MWh, otros mercados europeos se mueven en un rango más amplio de precios, de entre -500 y +3000 €/MWh.>>* (omie.es, 2016b)

OMIE gestiona el mercado al por mayor de electricidad en la Península Ibérica. Es el garante de que los agentes puedan comprar y vender electricidad a un precio conocido, transparente y accesible.

6.1. EL MERCADO DIARIO

En Europa los precios de la electricidad se fijan diariamente a las 12:00 horas, para las veinticuatro horas del día siguiente, en el mercado diario. El cruce entre las curvas de oferta y demanda establece el precio y el volumen de energía en una hora determinada,

² Un mercado spot es aquel en el que los productos que se venden se entregan al comprador de inmediato, en lugar de entregarlos en un fecha futura.

de acuerdo con el modelo marginalista adoptado por la UE, cuyo funcionamiento se basa en un algoritmo de casación de ofertas llamado EUPHEMIA. (omie.es, 2017)

Fue la Ley 54/1997 la que adaptó el mercado mayorista español al diseño europeo, al establecer que el precio del mercado diario fuera el mismo para todos los generadores e igual al precio de la oferta de generación más cara que fuera aceptada para atender el nivel de demanda. Este hecho ha sido criticado recurrentemente, sin embargo, por argumentos de dichas críticas y si éstos son o no acertados, los trataremos más adelante. (Arnedillo Blanco, 2012)

Al mercado diario ibérico acuden agentes compradores y vendedores con independencia de si están en Portugal o en España. Las ofertas de éstos, tanto de compra como de venta, *<<son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico, hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupa totalmente. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión es suficiente para permitir el flujo de electricidad negociado por los agentes, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo para España y Portugal. Si por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio (EUPHEMIA) se ejecuta de manera separada de tal forma que aparece una diferencia de precios entre ambos países.>>* (omie.es, 2017)

Desde el punto de vista económico, el funcionamiento actual del mercado diario es la solución más eficiente. Sin embargo, la libre contratación entre compradores y vendedores debe ser también viable desde el punto de vista físico, debido a las características de la electricidad. Por ello, una vez obtenidos, los resultados del mercado diario se remiten al Operador del Sistema para que éste valore su viabilidad técnica. Este proceso, conocido como gestión de las restricciones técnicas del sistema, debe asegurar que los resultados del mercado diario son técnicamente factibles para las redes de transporte. Es por esto por lo que *<<los resultados del mercado diario sufren pequeñas variaciones, del orden del 4 ó 5% de la energía, como consecuencia del*

análisis de restricciones técnicas que realiza el Operador del Sistema, dando lugar a un programa diario viable.>> (omie.es, 2017)

6.1.1. Unidades de oferta

Aquellos agentes que quieran participar como vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica, deben adherirse vía contrato a las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica. Una vez dentro, presentarán sus ofertas al operador del mercado, que las incluirá en un procedimiento de casación. La casación tendrá efecto el día siguiente al día de cierre de recepción de ofertas, que estará compuesto por veinticuatro intervalos horarios de programación consecutivos (en los días en que se produzca cambio de hora, serán de veintitrés o veinticinco, dependiendo del sentido del cambio). (España, 2013a)

Todas aquellas unidades de producción que estén disponibles y no se encuentren afectas a un contrato bilateral físico, deben presentar ofertas en el mercado diario. Además, los agentes comercializadores no residentes que cuenten con la pertinente autorización, podrán presentar también ofertas de venta de energía.

Los comercializadores y los consumidores directos son los agentes compradores en este mercado de producción eléctrica. Éstos pueden presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario, siempre y cuando se hayan adherido a las reglas de funcionamiento del mercado. (omie.es, 2017)

Los consumidores de energía, por su parte, acuden a los comercializadores para adquirir energía eléctrica (salvo los consumidores cualificados o directos que, suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor, pueden adquirir energía directamente en el mercado organizado).

6.1.2. Presentación de ofertas

Las ofertas de venta de energía eléctrica que los operadores presentan al operador del mercado se distinguen entre simples y complejas (la diferencia se debe al contenido de las mismas). Las ofertas simples consisten en ofertas económicas de venta presentadas por los vendedores para cada periodo horario y desde cada unidad de producción de la que sean titulares, expresadas como una relación de precio por unidad de energía (€/kWh). Por su parte, las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta, además de someterse a las exigencias que cumplen las ofertas simples, incluyen, además, todas o alguna de las siguientes condiciones técnicas o económicas:

- Condición de indivisibilidad.
- Ingresos mínimos.
- Gradiente de carga.
- Parada programada.

La condición de *indivisibilidad* permite y garantiza un valor mínimo de funcionamiento en el primer tramo de cada hora. (Yusta Loyo, 2013)

La condición de *ingresos mínimos* permite que se realicen ofertas en todas las horas, <<pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en euros, más una remuneración variable establecida en euros por cada MWh casado.>> (omie.es, 2017)

El *gradiente de carga* establece una diferencia máxima de potencia al inicio y al final de cada hora para cada unidad de producción. Esto limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y de la siguiente. Así, se evita que las unidades de producción sin capacidad técnica suficiente, deban cambiar bruscamente su producción.

La condición de *parada programada* permita a una unidad de producción hacer una parada programada por un periodo máximo de tres horas, si ésta ha sido retirada del proceso de casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada. (Yusta Loyo, 2013)

Para la presentación de ofertas económicas de venta de energía, los generadores deben fijar y seguir una estrategia de recuperación de costes (tanto fijos como variables) para cada tecnología utilizada (costes de operación, mantenimiento, costes de consumibles, derechos de emisión de CO₂, etc.)

En el momento de analizar los avances de la Ley 54/1997 y, en concreto, la separación de criterios de gestión técnica y económicos de las restricciones de red, ya se comentó que la ley reconoce el libre derecho de instalación a nuevas centrales de generación en condiciones de libre competencia. Así pues, para poder acceder a las redes de transporte, los generadores deben hacer frente a un mismo pago: los peajes de acceso. Desde 2011, su importe es de 0,5 €/MWh (Real Decreto-ley 1544/2011). Además, desde 2013, las actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico están gravadas con un tipo impositivo del 7%. También desde 2013 las centrales hidroeléctricas pagan un canon por utilizar aguas continentales para la generación de energía eléctrica del 22%, deducible en un 90% para aquellas centrales cuya potencia sea de 50 MW o inferior. (España, 2012)

Por su parte, las centrales nucleares, también desde 2013, deben hacer frente a nuevos impuestos sobre la producción de energía nucleoelectrica, tanto por el uso de combustible nuclear, como por el almacenamiento de residuos radioactivos, como consecuencia de la aprobación de la Ley 15/2012. (Yusta Loyo, 2013)

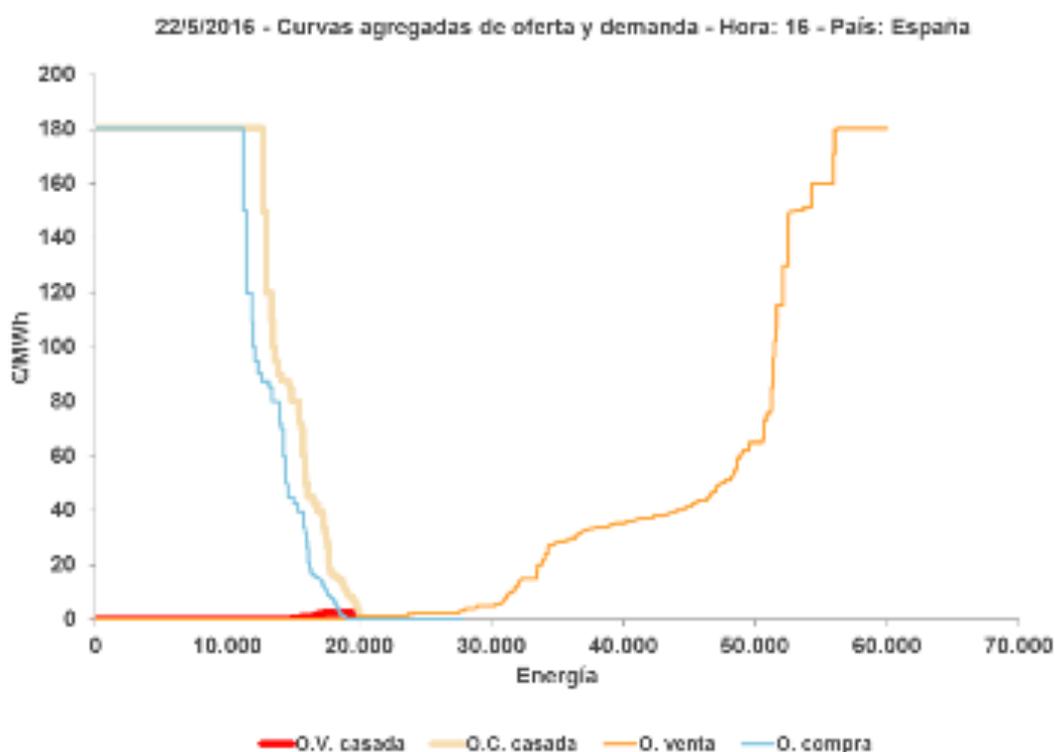
6.1.3. Proceso de casación de ofertas

En función del tipo de oferta presentado por los generadores (simples o complejas), que ya se trataron con anterioridad, éstas se casarán por un método de casación simple o

compleja, según proceda. Una Resolución de 23 de junio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía definió las reglas bajo las que funciona el mercado en la actualidad.

La casación simple obtiene, de manera independiente, el precio marginal y el volumen de energía aceptados de cada unidad de generación para cada fracción horaria. El método complejo, obtiene el resultado de la casación a partir del método simple, añadiéndole condicionantes de indivisibilidad y de gradiente de carga, para obtener una casación simple condicionada. Este proceso se repite hasta que se cumplen las condiciones de ingresos mínimos y de parada programada.

Gráfico 6.1. Ejemplo de casación de ofertas en el mercado diario.



Fuente: omie.es

El último tramo de la oferta de venta aceptado para atender la demanda en un periodo horario determinado, será el que determine el precio de esa hora, es decir, el cruce entre las curvas de oferta y demanda. Las centrales cuyas ofertas fueran de un precio superior al de casación, quedan fuera del mercado en esa hora y, por lo tanto, no producirán

electricidad. Asimismo, los demandantes cuyas ofertas de compra presentaran un precio inferior al resultante, no dispondrán de suministro en esa hora. Todos ellos podrán aún acudir a los mercados intradiarios para satisfacer sus necesidades. (Yusta Loyo, 2013)

Durante todo este proceso, el algoritmo de casación Euphemia juega un papel fundamental. Éste considera curvas agregadas en escalón, que se corresponden con las curvas para las cuales coinciden un tramo de energía y el precio aceptados. A continuación, el algoritmo realiza el proceso de casación presentando los valores de precio y energía redondeados. En el caso del mercado ibérico, los precios se presentan en euros por MWh con dos decimales, y las energías en MWh con un decimal. (omie.es, 2017)

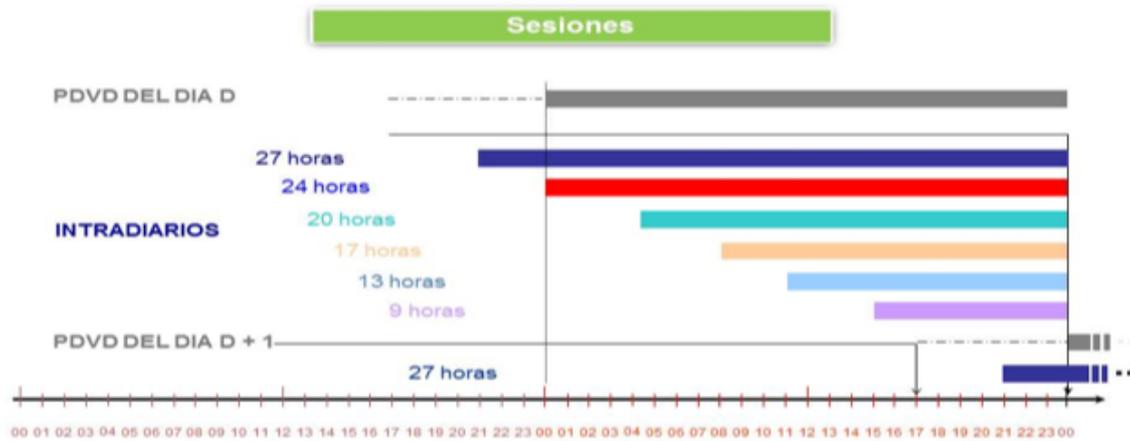
Tras el proceso de casación, el operador del mercado asigna los tramos casados y no casados de las ofertas simples. También tras la casación se asignan los valores de los tramos de energía casados y no casados de aquellas ofertas que presentaran alguna condición compleja.

6.2. EL MERCADO INTRADIARIO

El mercado intradiario es una parte integrante del mercado de energía eléctrica español. Su función consiste en atender los ajustes que puedan surgir sobre el programa diario viable definitivo, y para ello presenta las ofertas, tanto de compra como de venta, de energía eléctrica de los agentes del mercado.

Este mercado se estructura actualmente en seis sesiones cuyos horarios están determinados en las reglas de funcionamiento del mercado:

Figura 6.1. Mercado intradiario. Horizonte de tiempo de las seis sesiones.



Fuente: omie.es

Cada unidad de generación o adquisición podrá presentar múltiples ofertas de compra o de venta, según proceda.

6.2.1. Ofertas de venta

Podrán presentar ofertas de venta aquellos agentes habilitados hacerlo en el mercado diario y que hubieran participado en la correspondiente sesión del mercado diario o ejecutado un contrato bilateral, o que no hubieran participado por no estar disponibles en el momento de presentar las ofertas y quedaran posteriormente disponibles. <<Los citados agentes sólo podrán participar en el mercado intradiario para los periodos horarios de programación que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que participaron o no lo hicieron por estar indisponibles.>> (omie.es, 2017)

Las ofertas que los vendedores pueden presentar al operador para el mercado intradiario pueden presentar las mismas condiciones que las presentadas en el diario, es decir, pueden ser también simples o complejas según el contenido de las mismas.

6.2.2. Ofertas de adquisición

Las ofertas de adquisición en el mercado intradiario podrán ser presentadas por aquellos agentes habilitados para hacerlo en el mercado diario que, habiendo participado en la sesión del mercado diario, hubieran quedado fuera de la casación. Éstos sólo podrán presentar ofertas en el periodo horario para el cual ya habían presentado una oferta.

De nuevo, las ofertas de adquisición pueden ser simples o incorporar condiciones complejas, entre las que se encuentran las siguientes:

- Gradiente de carga.
- Pagos máximos.
- Aceptación completa en la casación del tramo primero de la oferta de compra.
- Aceptación completa en cada hora en la casación del tramo primero de la oferta de compra.
- Condición de mínimo número de horas consecutivas de aceptación parcial o completa del tramo primero de la oferta de compra.
- Energía máxima.

6.2.3. El proceso de casación y resultados

Atendiendo al tipo de ofertas presentadas, el operador realizará casaciones simples o complejas, según proceda.

El método de casación simple obtiene el precio marginal y el volumen de energía que son aceptados por oferentes y demandantes en cada periodo horario. El método complejo, por su parte, obtiene el resultado de la casación a partir del resultado previo del método simple, al que le añade la condición de gradiente de carga. Repitiendo el proceso de casación con las nuevas condiciones, se obtiene un primer resultado final

que *<<respetar la capacidad máxima de interconexión internacional con los sistemas eléctricos externos al mercado ibérico>>* (omie.es, 2016a)

El resultado de la casación en cada periodo horario obedece al corte de las curvas de oferta y demanda correspondientes a cada intervalo de programación.

7. COMPOSICIÓN DE LA FACTURA ELÉCTRICA

En la actualidad sigue vigente la polémica provocada por la compleja estructura de la tarifa eléctrica y la dificultad que conlleva su comprensión. Tras conocer las principales reformas que supusieron la introducción de dos importantes conceptos en nuestra factura de la luz, como son la moratoria nuclear y los CTCs, y sabiendo ya cómo se fija el precio en el mercado mayorista de electricidad, procederemos a analizar al detalle la composición de la tarifa.

En una factura estándar, en primer lugar, nos presentan un resumen de la facturación del cual, lo único que podemos conocer, es el coste que nos ha supuesto el consumo de electricidad en un periodo determinado.

Figura 7.1. Resumen de facturación.

RESUMEN DE FACTURACIÓN	
ENERGÍA	84,15 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS	4,04 €
IVA s/88,19 €	18,52 €
TOTAL A PAGAR	106,71 €

Fuente: Iberdrola S.A.

En el reverso, ya nos encontramos con un apartado que distingue entre la facturación por energía y la facturación por servicios y otros conceptos, así como los impuestos correspondientes.

Figura 7.2. Detalle de la facturación y el consumo.

CONOZCA AL DETALLE SU FACTURACIÓN Y CONSUMOS		
ENERGÍA		
Potencia facturada	4,6 kW x 62 días x 0,117126 €/kW	33,40 €
Consumo facturado	363 kWh x 0,128538 €/kWh	46,66 €
Impuesto sobre electricidad	5,1127% s/80,06 €	4,09 €
TOTAL ENERGÍA		84,15 €
SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		
Alquiler equipos de medida	62 días x 0,000986 €/día	0,06 €
Servicio Urgencias Eléctricas	2 meses x 1,99 €/mes	3,98 €
TOTAL SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		4,04 €
TOTAL ENERGÍA, SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS		88,19 €
IVA	21% s/88,19 €	18,52 €
TOTAL IMPORTE FACTURA		106,71 €

Fuente: Iberdrola S.A.

Conceptos relacionados con el suministro de energía:

- Potencia facturada: importe de un término fijo que se calcula multiplicando la potencia contratada (kW) por el número de días de facturación y por el precio del kW.
- Consumo facturado: cuantía en euros del consumo que realizado por el cliente durante el período facturado. Se calcula multiplicando el consumo de dicho periodo (kWh) por el precio del kWh.
- Descuentos: ahorro concedido al cliente en caso de que corresponda aplicarlos.
- Impuesto sobre electricidad: impuesto de los denominados especiales, como los que gravan alcohol, tabaco o hidrocarburos. Se calcula de la forma establecida por la Ley 38/1992 de Impuestos Especiales, multiplicando lo que se paga por el consumo y la potencia facturados por 5,1127%.

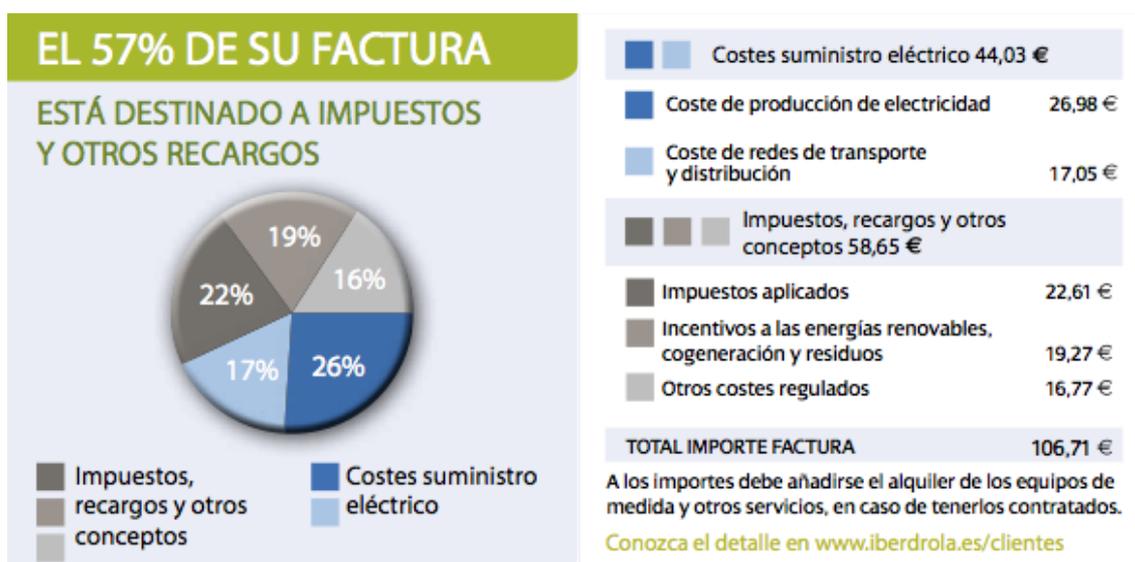
Conceptos relacionados con servicios adicionales a la energía:

- Alquiler equipos de medida: se calcula multiplicando el número de días del período de facturación por el precio del alquiler del contador, salvo que el contador sea propiedad del cliente, que en tal caso no se factura. Su precio está regulado por la Administración.
- Otros servicios: como el servicio de urgencias eléctricas o el de protección eléctrica del hogar. Este apartado dependerá del tipo de contrato que el cliente tenga con su comercializador.

A simple vista, podría parecer que el importe que el comercializador nos cobra va destinado a cubrir los costes de suministro eléctrico, el alquiler de los equipos implicados y el pago de los impuestos correspondientes, a saber: el impuesto especial sobre la electricidad y el IVA.

Sin embargo, en otro apartado de la factura se detalla con mayor precisión el destino del importe de la factura, diferenciando entre el coste correspondiente al suministro eléctrico, impuestos y otros costes regulados:

Figura 7.3. Destino de la factura de electricidad.



Fuente: Iberdrola S.A.

Costes de suministro:

- Costes de producción de electricidad y margen de comercialización: destinados a la producción y la comercialización de electricidad. En el apartado anterior, conocimos el proceso de fijación del primero, como fruto del cruce de las curvas de oferta y demanda en el mercado mayorista de electricidad. El segundo, por su parte, puede ser fijado por el comercializador, pero siempre a partir de un valor mínimo fijo establecido por el Gobierno y que puede ser cambiado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Este importe mínimo está fijado en 4 euros/kW de acuerdo con la disposición adicional octava.2 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.
- Costes de redes de transporte y distribución: destinados a cubrir los costes de necesarios para mantenimiento de dichas redes. La regulación de la estructura de los cargos por costes regulados y de los peajes correspondientes al uso de redes de transporte y distribución es competencia de la Administración General del Estado, tal y como lo establece el artículo 3.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, además, aclara que estos costes quedarán repartidos entre todos los consumidores, <<fijando los valores de los cargos asociados a los costes del sistema de aplicación a las modalidades de autoconsumo.>> (España, 2015)

Impuestos:

- Impuesto eléctrico: impuesto de los denominados especiales, como los que gravan el alcohol, tabaco o hidrocarburos. Se calcula de la forma establecida por la legislación, multiplicando lo que se paga por el consumo de electricidad y la potencia contratada por 1,05113. A este resultado se le aplica un porcentaje del 4,864%. Fue tras la aprobación del Real Decreto 1071/2014, de 19 de diciembre, siguiendo lo dispuesto en la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre, cuando este impuesto especial sobre la electricidad deja de configurarse como un gravamen sobre la

generación y pasa a ser un impuesto que afecta al suministro de energía eléctrica para consumo. Estas modificaciones buscaban una mayor unificación del mercado interior europeo, eliminando diferencias en materia fiscal para los generadores a costa, en este caso, de los consumidores.

- IVA (Impuesto sobre el Valor Añadido): se aplica el tipo vigente sobre la suma de todos los conceptos facturados, incluido el impuesto eléctrico. En el caso de las Islas Canarias, aplicaría el IGIC (Impuesto General Indirecto Canario) al tipo vigente (7%), de acuerdo con lo establecido por la Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias, y en el caso de Ceuta y Melilla el IPSI (Impuesto sobre la Producción, los Servicios y la Importación) al tipo vigente para el consumo específico de energía eléctrica (1%), siguiendo la Ley 8/1991, de 25 de marzo, por la que se aprueba el Arbitro sobre la producción y la importación en las ciudades de Ceuta y Melilla, así como sus posteriores modificaciones establecidas en el Real Decreto-Ley 14/1996, de 8 de noviembre y en el artículo 68 de la Ley 13/1996, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

Otros conceptos regulados:

- Incentivos a las energías renovables, cogeneración y residuos. La generación de este tipo de energías está regulada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, dada su consideración de <<*pilar fundamental para la consecución de los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero así como otros objetivos comunitarios e internacionales.*>> (España, 2014a) Así pues, las instalaciones generadoras de este tipo de energía tienen derecho a percibir durante su vida útil regulatoria, aparte de la retribución por venta de energía valorada a precio de mercado, una retribución específica destinada a cubrir los costes de inversión que no puedan ser recuperados por la venta de energía en el mercado y otra dirigida a cubrir la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos procedentes del mercado. Para el cálculo de ambas retribuciones, <<*se establecerán un conjunto de parámetros*

retributivos que se aprobarán, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, para cada una de las distintas instalaciones tipo que se determinen, pudiendo segmentarse las instalaciones en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.>> (España, 2014a)

- Los pagos al Operador del Sistema (Red Eléctrica de España, S.A.U.) y al Operador del Mercado (OMI-Polo Español, S.A.) en concepto de retribución de estos operadores y en virtud de lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre así como de la disposición transitoria primera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Este importe, como parte de lo que se conoce como peajes de acceso, están definidos por el Gobierno en el capítulo VI de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por el Real Decreto 1164/2001, de 26 de diciembre y por el Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo. Además, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, a través de Órdenes Ministeriales determinan cada año, la cuantía que los consumidores pagarán por este concepto en función del peaje de acceso que se aplique a su tarifa (España. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, 2016)
- Los pagos por capacidad del sistema en función de los periodos tarifarios. Regulados por la Orden ITC/2794/2007, los pagos por capacidad son determinados cada año por el Ministerio de Industria, energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. (España, 2013a) Los pagos correspondientes a 2017, como parte de los peajes de acceso, fueron establecidos por la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre.
- Las cuantías que resulten de aplicar las pérdidas. Este concepto hace referencia a la energía que se pierde en las redes de transporte a lo largo de su recorrido desde las centrales generadoras hasta nuestros hogares. Estas pérdidas provocan que el cliente deba contratar más energía para que la que llegue a su hogar se adecue a su consumo. Para su cálculo, REE ha establecido unos coeficientes de pérdidas marginales por nudo en la red de transporte, tanto para las pérdidas peninsulares, como para cada uno de los archipiélagos. (ree.es, 2017)

- Finalmente, en este apartado nos encontramos con un componente denominado <<otros costes regulados>>. Pese a la ausencia de información proporcionada por parte del comercializador, este concepto de nuestra factura incluye el coste de dos importantes partidas:
 - La primera es el servicio de interrumpibilidad, que es una herramienta de gestión de la demanda que permite al operador del sistema tener flexibilidad y capacidad de respuesta ante situaciones de desequilibrio entre generación y demanda. Y es que, en ocasiones, el sistema eléctrico no genera suficiente energía para abastecer a toda la demanda, ya sea por puntos de consumo o a una caída en la generación de fuentes de energía intermitentes, como son las renovables. Para hacer frente a esta situación, las grandes industrias, que son los grandes consumidores de energía eléctrica, en respuesta a una orden dada por el operador del sistema, disminuyen su consumo para mantener el equilibrio entre oferta y demanda, y que los consumidores no se queden sin energía. A cambio, se les reconoce el derecho a una retribución económica. Para distribuir la energía que estos grandes consumidores deberían dejar de consumir, se realiza cada año una subasta para la asignación de bloques de producto, es decir, de bloques de MW. (ree.es, 2017)
 - La segunda es la anualidad del déficit correspondiente. El destino de este pago es el de compensar los costes asociados a las actividades reguladas que no cubrieron las tarifas a partir del año 2000. La razón de ser de esta partida la analizaremos más adelante, pero esta situación aún no ha sido solucionada aunque ya se estén cubriendo los desajustes de ejercicios anteriores vía cobro a los consumidores en sus tarifas.

8. CRÍTICAS AL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

El sector eléctrico español es foco de controversia y numerosas críticas. Aquí procederemos a analizar algunas de esas críticas a fin de comprender por qué están o no justificadas y, además, estudiaremos los principales problemas por los que pasa el sector, que pensamos que la Administración no afronta debidamente y que por eso, en todos los casos, deben pagar los consumidores finales.

8.1. NIVEL DE CONCENTRACIÓN

Con frecuencia, el mercado de producción eléctrica español es descrito como un mercado muy concentrado o, incluso, un oligopolio en el que los agentes cuentan con la capacidad de abusar de su poder de mercado a la hora de fijar precios. Consecuencia de esto son el gran número de intervenciones regulatorias en el funcionamiento del mercado o en los márgenes de los generadores.

La consideración tradicional del sector eléctrico como monopolio natural, aún tras su liberalización, induce que considerar que toda economía, y todo sistema eléctrico, necesita *<<enormes empresas capaces de aguantar las grandes inversiones que exigen los gobiernos, sobretudo en distribución, y las bajísimas rentabilidades que generan.>>* (Lacalle, 2014)

La Comisión Europea se sirve de 2 medidores tradicionales del nivel de concentración. El primero, la cuota de mercado, permite conocer el poder de mercado individual. El segundo, el índice HHI (Herfindahl-Hirschman Index)³, es un indicador del poder de mercado conjunto. La Comisión *<<utiliza como umbrales de concentración por debajo de los cuales es poco probable que existan problemas de competencia un 25 por 100 para la cuota de mercado y un 2000 para el índice HHI>>* (Arnedillo Blanco, 2012)

³ El Herfindahl-Hirschman Index es un indicador del nivel de concentración de una industria a partir del cual se obtiene un número que varía entre 0 y 10.000, siendo más bajo cuando la participación en el mercado es más equitativa y más alto cuando pocas empresas concentran mayores porcentajes de la industria. (Castañeda Véliz, 2007)

Aunque, en lo que a la cuota de mercado individual se refiere, la Comisión Europea no contempla la posibilidad de abuso de poder mientras ésta no supere el 40 por 100.

Para el cálculo de las cuotas de mercado y del índice HHI deben identificarse el mercado relevante de producto, en este caso, la producción de electricidad, como el mercado relevante geográfico, que ha cambiado en los últimos años. Y es que, el julio de 2007, se integró la operación de los mercados español y portugués y, ya en 2011, los generadores ubicados en España competían sin ningún tipo de restricción con los ubicados en Portugal. Esto se debe al trabajo liderado por la CNE en el desarrollo de una iniciativa regional de electricidad que engloba a Portugal, Francia y España así como en el seno del Consejo de Reguladores Energéticos Europeos (CEER) y del Grupo de Reguladores Europeos para la Electricidad y el Gas (ERGEG), que trabajan en la elaboración de una normativa europea que se aplicará en el cada vez más integrado mercado interior europeo de electricidad: *<<gestión en las interconexiones internacionales, integración de mecanismos de balance, desarrollo de nuevas infraestructuras de interconexión, sistema de tarificación transfronteriza, etc.>>* (CNE, 2008)

Uno de los eslabones más débiles del sistema eléctrico español es su reducida capacidad de interconexión dado su aislamiento geográfico, lo que limita la competencia. Los esfuerzos de la CNE y de la Comisión Europea han permitido que los mercados de España y Portugal sean considerados, en el mercado ibérico, como unos solo. Con Francia, sin embargo, no se ha producido un especial avance, pues *<<limita seriamente la importación y exportación de electricidad hacia el resto de Europa. La EDF francesa⁴, por ejemplo, podría convertirse en un rival agresivo que facilitara la aparición de presiones competitivas. El Gobierno español ha llevado a cabo varios intentos para aumentar esta capacidad, pero hasta el momento, no ha tenido éxito.>>* (Ruiz Maciá, 2014a)

⁴ EDF (Électricité de France) es la principal empresa de generación y distribución eléctrica de Francia.

Tabla 8.1. Indicadores de concentración en el mercado eléctrico español.

HHI en el mercado de generación	1329
HHI en el mercado minorista	2240

Fuente: Comisión Europea (2016) y elaboración propia.

La tabla 8.1 muestra los índices HHI para los mercados minorista y de generación en España. Sólo el primero de ellos supera el límite de 2000 puntos marcado por la Comisión Europea para considerar la existencia de concentración en el mercado eléctrico. El elevado valor de este índice se debe a la cuota de mercado de comercialización de Endesa Energía XXI, S.L., como puede apreciarse a continuación:

Tabla 8.2. Programa horario final unidades de producción.

Agente titular	Energía España (MWh)	Energía Portugal (MWh)	Energía MIBEL (MWh)	Cuota energía ESPAÑA (%)
IBERDROLA GENERACIÓN ESPAÑA S.A.	6.192.368,9	0,0	6.192.368,9	29,87
ENDESA GENERACIÓN, S.A.	3.888.603,9	1.728,0	3.890.331,9	18,75
EDP-ENERGÍAS DE PORTUGAL	0,0	2.586.163,3	2.586.163,3	0,00
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	0,0	2.029.516,5	2.029.516,5	0,00
GAS NATURAL SDG	1.849.957,1	0,0	1.849.957,1	8,92
ACCIONA GREEN ENERGY DEVELOPMENTS (ACT. COMER)	1.316.005,5	0,0	1.316.005,5	6,36
AXPO IBERIA, S.L.	544.391,1	0,0	544.391,1	2,63
WIND TO MARKET (Act.: Comercialización Re)	522.375,2	0,0	522.375,2	2,52
NEXUS ENERGÍA (ACT. COMERCIALIZACIÓN RE)	420.864,7	0,0	420.864,7	2,03
HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A.U. (GENERACIÓN)	404.522,8	0,0	404.522,8	1,96
RESTO DE AGENTES	5.595.265,5	105.509,4	5.700.774,9	26,99
Total	20.734.354,7	4.722.917,2	25.457.271,9	100

Fuente: omie.es (2016b)

El mercado español de generación (tabla 8.2), por su parte, y de acuerdo con los umbrales determinados por las autoridades de competencia españolas y europeas, *<<no presenta riesgos derivados de una concentración excesiva sino que la presión competitiva mitiga la capacidad e incentivos a ejercer poder de mercado.>>* (Arnedillo Blanco, 2012)

En los últimos años la CNE se ha servido de índices de pivotalidad⁵ en el seguimiento de la competencia para determinar si existe riesgo de abuso en los mercados de generación. Los más utilizados son el RSI (Residual Supply Index), que *<<mide lo necesaria que es la potencia de un agente para cubrir la demanda en un periodo de tiempo determinado>>* (Universidad Autónoma de Barcelona, 2010) y el PSI (Pivotal Supply Index), que evalúa en qué medida un generador es necesario para cubrir la demanda durante un periodo determinado de tiempo. En cualquier caso, según la CNE, desde 2008, ningún generador puede ser considerado pivotal.

Tabla 8.3. Programa horario final comercialización.

Agente titular	Energía España (MWh)	Energía Portugal (MWh)	Energía MIBEL (MWh)	Cuota energía ESPAÑA (%)
ENDESA ENERGIA XXI, S.L.	1.168.016,2	0,0	1.168.016,2	46,69
IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, SA	736.962,3	0,0	736.962,3	29,46
GAS NATURAL S.U.R. SDG S.A.	512.817,8	0,0	512.817,8	20,50
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	0,0	409.309,9	409.309,9	0,00
EDP COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO SA	47.696,5	0,0	47.696,5	1,91
VIESGO COMERCIALIZADORA DE REFERENCIA, S.L.	36.269,9	0,0	36.269,9	1,45
Total	2.501.762,7	409.309,9	2.911.072,6	100

Fuente: omie.es (2016b)

En este primer punto podría concluirse que en el mercado español de generación no se aprecian barreras de entrada que pudieran permitir algún tipo de abuso de poder de mercado. Por otra parte, en el mercado minorista existe un agente que abarca una considerable cuota de mercado (tabla 8.3). A pesar de ello, en 2014, la Unión Europea publicó un informe sobre los mercados de electricidad de los países miembros en el cual, en el caso de España, valora positivamente el aumento de la competencia en el mercado minorista, comparando el aumento de dicho mercado en 2009 (5,2%) con el de 2012 (12,1%).

El mismo informe reconoce que, pese al aumento de la competencia, los precios pagados por los consumidores finales son más altos. La Unión Europea establece el aumento sufrido por los consumidores domésticos en un 9,9% y el de los consumidores

⁵ *<<Se dice que un generador es pivotal (o pivote) cuando su capacidad de producción resulta necesaria para abastecer la demanda. (...) Eso quiere decir que un generador pivotal podría, teóricamente, vender su producción al precio que deseara.>>* (Universidad Autónoma de Barcelona, 2010)

industriales en un 3%. Sin embargo, los reguladores comunitarios atribuyen ambas subidas al *<<aumento de los costes de redes y los impuestos (26% y 14,8% de incremento anual respectivamente).>>* (Comisión Europea, 2014b)

8.2. PRECIO DE LA RETRIBUCIÓN

Pese a las conclusiones del punto anterior, es evidente que un mercado desconcentrado sin generadores pivotaes y, al parecer, sin barreras de entrada no garantiza que existan problemas de falta de competencia o que los precios del mercado de generación no sean excesivos.

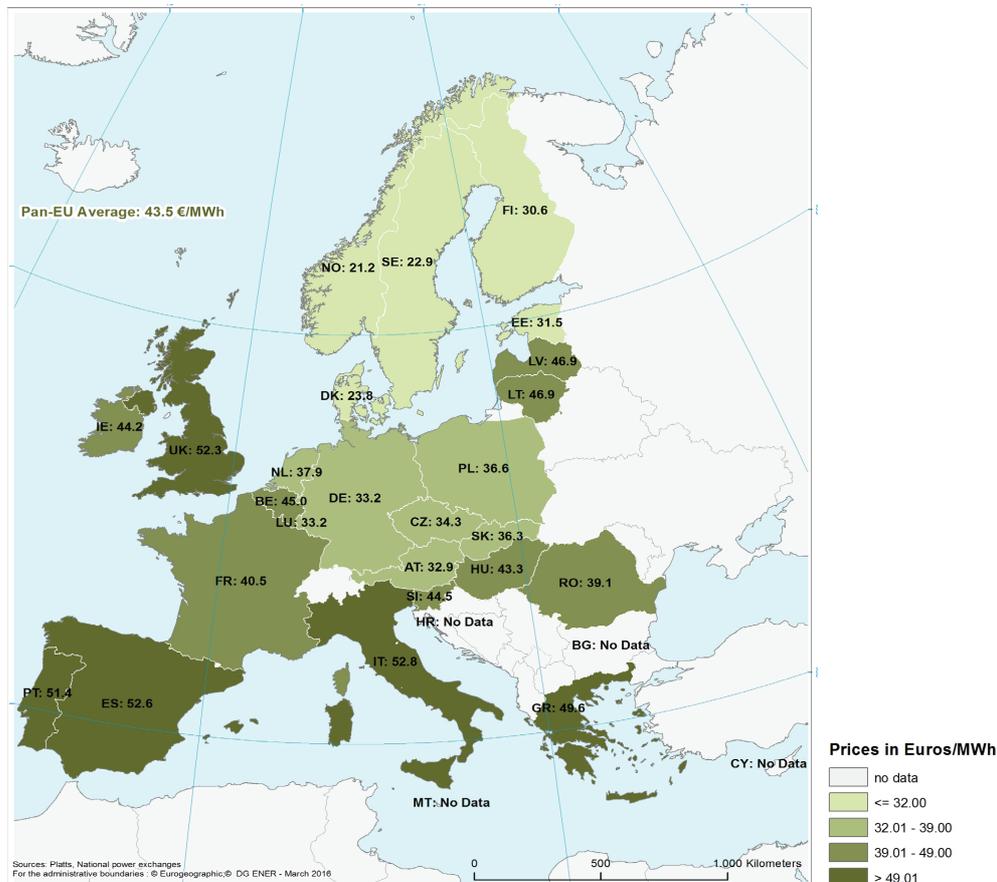
El precio es, de hecho, uno de los indicadores más utilizados al valorar el nivel de competencia de un mercado al tener en cuenta los costes de oportunidad de las tecnologías despachadas en dicho mercado. Su aumento a lo largo de los últimos años ha acrecentado las críticas hacia el sector y la forma de fijar el precio del MWh. En diferentes informes, la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) concluye que las variaciones del precio de la electricidad en el mercado diario pueden *<<explicarse a partir de los precios de los combustibles, de los derechos de emisión de CO₂, de la producción hidráulica y en los últimos años, de la producción eólica>>* (Arnedillo Blanco, 2012)

Además, en el último informe del Consejo de la CNMC sobre el mercado peninsular mayorista al contado de electricidad (spot) publicado en 2016 y referente a la evolución del mercado en 2015 determina que *<<el precio final del mercado (considerando el mercado diario e intradiario, así como el sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste y los pagos por capacidad) que ha soportado la demanda peninsular en el mercado MIBEL-Zona española ha ascendido a 62,95€/MWh, lo que representa un incremento del 14% respecto al año anterior. Este incremento está motivado principalmente por el incremento del precio del mercado diario y por la incorporación del coste del servicio de interrumpibilidad (en torno a 2€/MWh) en el precio final de la energía (componente que hasta 2014 formaba parte de los peajes de acceso).>>*

(CNMC, 2016) Y aún teniendo en cuenta que la generación proveniente de fuentes de energía renovables descendió en 2015, y que podría haber acrecentado la necesidad de gas, la fuente de energía más cara, en el mismo informe la CNMC aclara que esa menor programación se vio compensada por una mayor programación de las centrales de carbón.

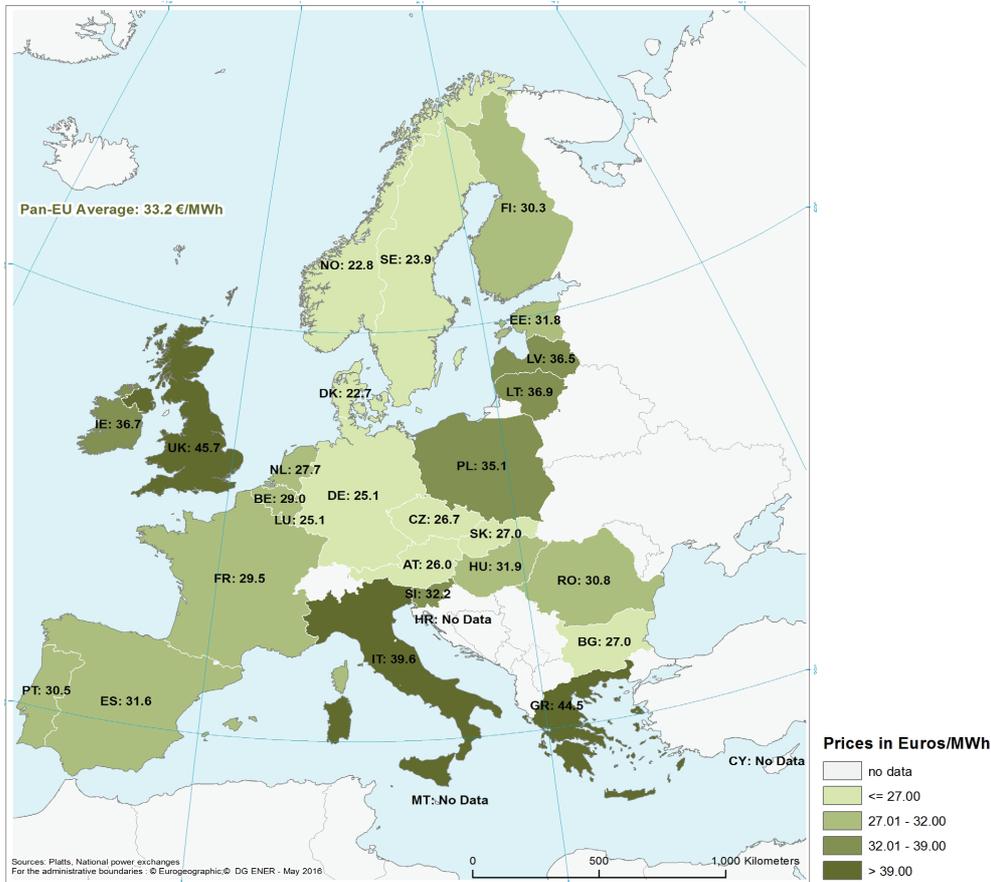
Sin embargo, que la evolución del precio del mercado español pueda explicarse no significa necesariamente que éste no pudiera haber sido más bajo. Por lo tanto, a continuación compararemos el precio del mercado eléctrico español con los precios de la electricidad en los países de nuestro entorno.

Figura 8.1. Comparación de precios de la electricidad en los mercados mayoristas de la Unión Europea (último trimestre de 2015).



Fuente: Comisión Europea (2016).

Figura 8.2. Comparación de precios de la electricidad en los mercados mayoristas de la Unión Europea (primer trimestre de 2016).

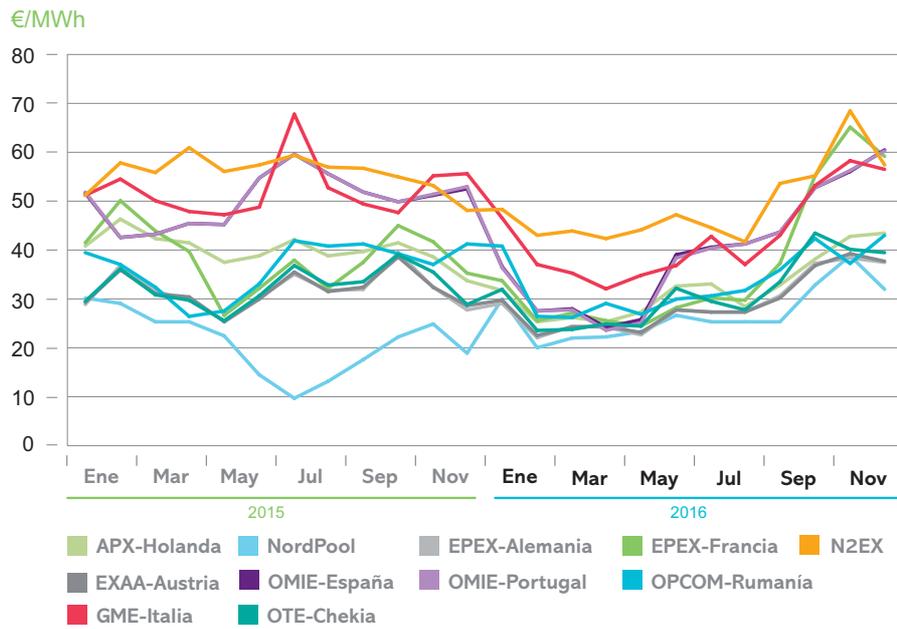


Fuente: Comisión Europea (2016).

En las dos imágenes anteriores, nos encontramos con dos situaciones totalmente distintas. La primera coincide en tiempo con la última polémica provocada por el precio de la luz en España, a finales de 2015, cuando el mercado español se situó entre los más caros de Europa.

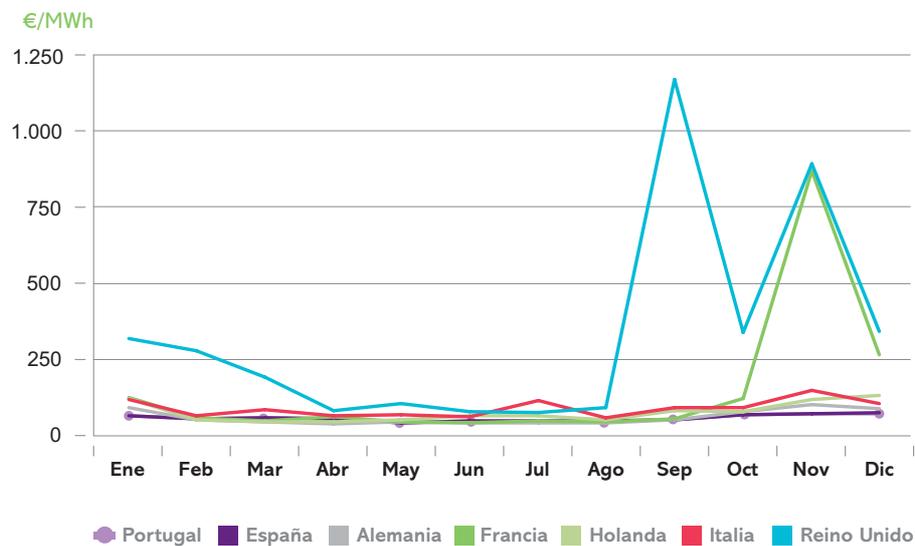
No puede considerarse esta situación (que se repitió en el invierno de 2016) de normalidad, pues el año 2015 fue especialmente escaso en precipitaciones, con la consecuente caída de la generación hidroeléctrica que, en ese invierno, estuvo acompañada de una caída de la generación eólica y, además, el continente sufrió una dura ola de frío que disparó el consumo de energía eléctrica. A consecuencia de esta peculiar situación, fue especialmente alta la utilización de gas, la fuente de energía más cara, para cubrir la demanda.

Gráfico 8.1. Precios medios mensuales EUROPEX 2015-2016



Fuente: omie.es (2016a)

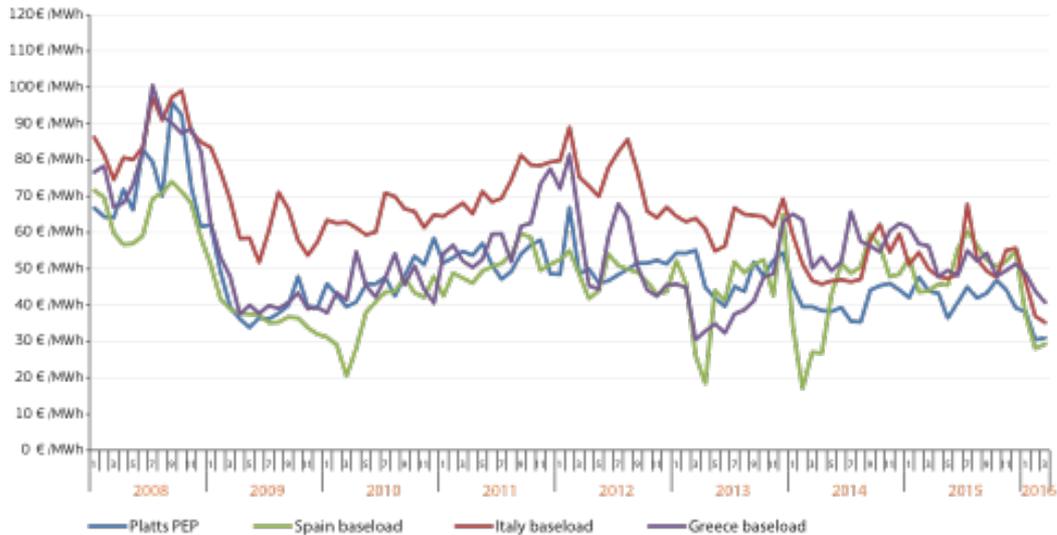
Gráfico 8.2. Precios máximos horarios mensuales.



Fuente: omie.es (2016a)

A continuación, el gráfico 8.3. muestra la evolución de los precios de los mercados español, italiano y griego, así como el índice de precios de los mercados de electricidad europeos.

Gráfico 8.3. Comparación de precios de la electricidad en España, Italia, Grecia y la media de la Unión Europea.



Fuente: Comisión Europea.

En los gráficos anteriores podemos apreciar que la tendencia del precio de la electricidad en España es similar a la del resto de países europeos y que, si los comparamos con países con condiciones climáticas similares, como Grecia o Italia, suele marcar mínimos (gráfico 8.3). Esta situación parece cambiar en el invierno de 2016, como puede apreciarse en el gráfico 8.1 pero como ya se adelantó, la Unión Europea achacó esta situación a las particulares y extremas condiciones climatológicas del invierno de ese año. Además, los precios del mercado español parecen mantenerse entre los más estables de la Unión sin máximos excesivos en condiciones normales (gráfico 8.2). <<No parece que exista motivo para calificar al precio del mercado eléctrico spot como excesivo.>> (Arnedillo Blanco, 2012)

8.3. RETRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN

Con la Ley 54/1997 se abandona <<el principio de retribución a través de unos costes de inversión fijados administrativamente a través de un proceso de estandarización de las diferentes tecnologías de generación eléctrica.>> (España, 1997a) En su lugar, se establece una retribución asentada en un mercado mayorista organizado, cuyo precio

sería el mismo para todos los generadores e igual al precio marginal correspondiente a la oferta realizada por la última unidad de producción cuya entrada en el sistema haya sido necesaria para atender la demanda, es decir, igual al precio de la oferta de generación más cara que resulte aceptada para atender la demanda.

Esta característica del diseño del mercado ha sido objeto de críticas recurrentes, así como que se pague el mismo precio a todos los generadores, aunque muchos de éstos han ofrecido su producción a precios más baratos. Incluso Jorge Fabra Utray, expresidente de REE y exconsejero de la CNE critica este diseño marginalista de los mercados europeos asegurando que se debería pagar a cada generador el precio al que pone su oferta y que, de este modo, el coste del suministro disminuiría.

Estos dos aspectos tan criticados no tienen, sin embargo, fundamento. El carácter marginalista que la Ley 54/1997 confirió al mercado español equivale a fijar el precio del mercado en el cruce entre las curvas de oferta y de demanda, como es normal en todos los mercados. Además, la razón por la que algunos agentes presenten ofertas inferiores al precio de mercado es que saben de antemano que el precio que cobrarán será el determinado por el cruce entre las curvas de oferta y demanda y no por sus ofertas. Así, *<<si un generador presentara una oferta superior a su coste variable de funcionamiento correría el riesgo de quedarse fuera de la casación, aun cuando participando le hubiera salido rentable.>>* (Arnedillo Blanco, 2012)

De este modo, el diseño marginalista del mercado induce a los generadores a presentar ofertas que reflejen los costes variables de funcionamiento para poder maximizar sus beneficios, mientras que, además buscará hacer una oferta que quede por debajo del precio final para entrar en la casación pues, si no, la central no entraría en funcionamiento. Así, al aceptarse la ofertas más baratas, el operador garantiza que el suministro de energía se realizará al mínimo coste, beneficiando a los consumidores.

Si, como propone Jorge Fabra Utray, se pagara a cada generador el precio ofertado por cada uno de ellos y éstos presentaran una ofertas iguales a sus costes variables de

funcionamiento más un margen de beneficio, presentarían ofertas iguales a su estimación de cuál sería el precio de la oferta más cara que el operador acabaría aceptando para atender la demanda. Si los agentes acertaran en sus estimaciones, el precio final sería exactamente igual al resultante de un modelo marginalista. Pero sería inevitable que algunos generadores se equivocaran en sus estimaciones y, por culpa de ello, aún teniendo costes inferiores, podrían quedarse fuera de la casación. Este sistema sería, en consecuencia, mucho menos eficiente. (Arnedillo Blanco, 2012)

8.4. EL DÉFICIT DE TARIFA

El artículo 77 bis de la Ley 53/2002, de 30 de diciembre de Medidas fiscales, administrativas y del orden social concedía al Gobierno la posibilidad de establecer, mediante Real Decreto, una metodología para determinar una tarifa eléctrica media o de referencia, así como para establecer un límite máximo al incremento anual de dicha tarifa.

Éste no fue el origen del déficit, pero sin duda fue el cambio regulatorio que lo convirtió en un problema sistémico del sector eléctrico. Su origen tiene lugar en el año 2000, con *<<la elevación del precio resultante del mercado, en comparación con los precios de la generación considerados en las tarifas integrales.>>* (Ruiz Maciá, 2014a) Esto suponía una falta de ingresos para cubrir los costes regulados del sistema.

De este modo, ejerciendo el poder que la Ley 53/2002 le concedía, el Gobierno aprobó el 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, 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 (éste último, es el verdadero responsable del origen del déficit). Este Real Decreto (1432/2002) contemplaba *<<tanto el proceso de determinación de la evolución de tarifas de suministro como el de tarifas*

de acceso, incluyendo los costes correspondientes de cada una de ellas, pero fijando unos límites, de tal forma que si dicha evolución resultara positiva, la subida nunca superará el 2 por 100.>> (España. 2002)

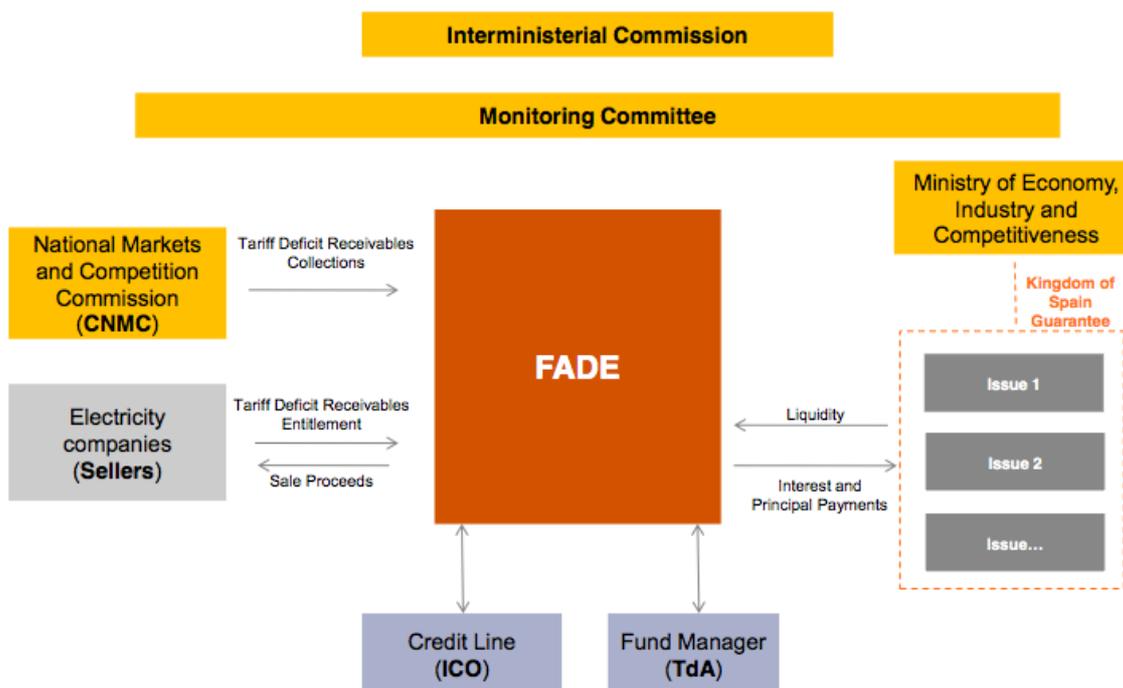
El surgimiento del déficit supuso también el nacimiento de una potencial herramienta política que ha acumulado hasta la fecha un déficit de más de 26.000 millones de euros, siempre con las mismas excusas que han justificado esta regulación de la retribución, y que ya hemos tratado en este mismo punto del presente trabajo: que el precio fijado en el mercado mayorista no es fiable por la forma en que su importe se determina y que el mercado español está muy concentrado. Sin embargo, ya hemos demostrado que ambas afirmaciones son falsas.

En el mismo momento en que la Administración detectó que estaba infravalorando los costes regulados, se aprobó la Orden Ministerial de 21 de noviembre de 2000 que pretendía paliar el déficit (hasta el momento en que se determinó un límite en su aumento con el Real Decreto 1432/2002) y que estableció un mecanismo de cobertura que situaba a las compañías de Unesa, beneficiarias de los CTCs como *<<sujetos que deben aportar los recursos necesarios. Pero, si bien es verdad que existen otros agentes que perciben la totalidad de los ingresos del mercado al precio establecido para todos sin que tengan que aportar para paliar el déficit.>>* (Ruiz Maciá, 2014b)

Es decir, que la deuda acumulada por el déficit la soportan las compañías de Unesa en sus balances: Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, E.On y EDP. Compañías que, en 2009, se encontraban financiando un déficit cada vez mayor y cuya mala situación desembocó en la aprobación de una normativa que las permitiera titularizar y ceder a una nueva empresa los derechos de cobro futuro de esta deuda. Esta empresa llamada FADE (Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico) subasta bonos para que los agentes del mercado financiero puedan aportar los fondos necesarios para adquirir de las compañías de Unesa sus derechos de cobro por el déficit de tarifa. Así, los adjudicatarios de las subastas de FADE tienen el derecho a percibir las anualidades del déficit que pagan los consumidores a través de las tarifas de acceso. *<<De esta manera, se desbloquean*

parcialmente los balances de las empresas eléctricas pudiendo dedicar sus recursos a realizar sus funciones habituales de inversión y explotación.>> (Sallé Alonso, 2012)

Figura 8.3. Funcionamiento del FADE.



Fuente: Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico.

Desde entonces, se han aprobado tres Reales Decretos con los que la Administración se proponía disciplinarse en su política tarifaria. Nada de eso debería haber sido necesario, pues la Ley 54/1997 con la que se liberalizó el sector, establecía el principio de suficiencia tarifaria, para no llegar nunca a una situación de déficit. Aún así, estas reformas establecieron límites máximos decrecientes al déficit y buscaban eliminarlo en 2013. Sin embargo, la subida del déficit no se detuvo y el Real Decreto 6/2010 aumentó el límite establecido por el Real Decreto 6/2009, pues la Administración había sobrepasado, una vez más el límite.

Esta situación condujo a que, en 2012, el Tribunal Supremo dictara varios autos y sentencias obligando a la Administración a cumplir la legalidad vigente. En respuesta, se aprobaron el Real Decreto 1/2012 que buscaba corregir la tendencia alcista de los costes de planificación, el Real Decreto 13/2012 que reducía la retribución de las

actividades reguladas como el transporte y la distribución, y el Real Decreto 20/2012 que buscaba ajustar los costes extrapeninsulares. (Sallé Alonso, 2012)

El problema es que, desde la entrada en vigor del Real Decreto 1432/2002 el Gobierno, en lugar de calcular la tarifa del modo que la Ley 54/1997 contempla, respetando el principio de buena regulación por el cual las tarifas deben reconocer y recoger los aumentos en los costes, se dedica a fijar las tarifas de antemano, estableciendo un nivel máximo. Es decir, en España los consumidores pagan la electricidad por debajo del precio de mercado, lo que va en contra de los principios de los principios de eficiencia y ahorro energético, pero que favorece a los grandes consumidores industriales. Como consecuencia, la Comisión Europea mantiene abierta una investigación formal para determinar si mantener un precio artificialmente bajo suponen una ayuda de Estado que falsean desproporcionadamente la competencia y el comercio dentro de la Unión Europea pues, como destacaba el profesor Pérez Arriaga, en el Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, de 30 de junio de 2005, la tarifa se calcula, no se fija. (Ruiz Maciá, 2014b)

Otro problema que ha traído consigo la existencia de un déficit de tarifa, es la forma en que ha decidido financiarse, pues el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) cuenta con una baja liquidez, por lo que tiene unos costes de financiación superiores a la deuda del Estado. <<*Sería más eficiente y menos costoso financiar el déficit del sector eléctrico con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.*>> (Arnedillo Blanco, 2012)

9. CONCLUSIONES

Con la aprobación de la LOSEN primero, y de la Ley 54/1997 después, se dieron los pasos necesarios para que, en España, el modelo de competencia del sector eléctrico se basara en:

- La separación jurídica de las actividades abiertas a competencia y las reguladas (gestión económica y técnica del sistema, transporte y distribución) para evitar el abuso de las empresas establecidas integradas verticalmente.
- Libertad de entrada a las actividades liberalizadas: producción y comercialización.
- Planificación vinculante de las redes de transporte.
- Organización de la competencia en generación entorno a un mercado mayorista regulado por un Operador del Sistema independiente.
- Retribución de la generación por un importe eficiente en beneficio de los consumidores y marcado por el precio de la central más cara programada para cubrir la demanda.
- Acceso regulado a las redes de transporte pero sin barreras de entrada.
- La creación de una doble autoridad reguladora que garantice la existencia de unos estándares de calidad, fiabilidad y transparencia: Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria, Energía y Comercio (en 1997, de Industria, Turismo y Comercio), y CNE; ambos apoyados por la CNMC.
- La creación de un sistema de tarifas y unos peajes de acceso únicos en todo el territorio nacional.

Años después de su aprobación, hemos comprobado que las autoridades europeas dan el visto bueno al nivel de concentración y el grado de competencia existente en el mercado eléctrico español y muestra de ello, son los precios que hemos analizado y comparado con otros mercados de nuestro entorno, que no muestran indicios de abuso por parte de las empresas del sector. Aún así, sería recomendable acentuar el grado de segregación entre las actividades competitivas y la gestión de redes con una desagregación accionarial de los negocios de transporte y distribución, pues la separación contable y jurídica de actividades introducida por la Ley 54/1997 podría no ser suficiente.

Por otra parte, que las empresas eléctricas privadas participen en el capital de REE (Red Eléctrica Española), encargada de la gestión de las redes de transporte, y que está a cargo de la operación del sistema y del operador de mercado, así como que REE pueda participar en el capital de las eléctricas es causa de sospecha por una posible discriminación en el acceso a las redes por parte de los generadores. No permitir esta participación aliviaría estas preocupaciones.

Para verificar si la opinión favorable de la Unión Europea está justificada, hemos analizado las cuotas de mercado de las empresas generadoras y comercializadoras en España, así como el Herfindahl-Hirschman Index (HHI). Así pues, mientras que en Alemania la cuota de mercado de generación está repartida, casi en su totalidad, entre cuatro grandes empresas (E.ON, RWE, EnbW y Vattenfall) y presenta un HHI de 2021, el mercado de generación español cuenta con hasta ocho generadores de tamaño considerable (Iberdrola Generación España S.A., Endesa Generación S.A., Gas Natural SDG, Acciona Green Energy Developments, Axpo Iberia S.L., Wind to Market, Nexus Energía e Hidroeléctrica del Cantábrico S.A.U.) aparte de pequeños agentes que se reparten el 26,99 por ciento de la cuota de mercado, y presenta un HHI de 1329. Lo mismo ocurre si nos comparamos con Francia (3 grandes generadores y un HHI de más de 8500 puntos) o con Bélgica (3 grandes generadores y un HHI de 4010 puntos). Incluso en comparación con Reino Unido (un mercado altamente competitivo con un alto grado de interconexiones con Francia), el HHI de España es inferior (1329 puntos de España frente a los 1483 de Reino Unido). (Comisión Europea, 2014b)

En conclusión, aparentemente no existen indicios de que el mercado de generación español esté concentrado, pues presenta un alto grado de competencia en comparación con el resto de mercados de la Unión Europea. Así que, atendiendo a la información proporcionada por los reguladores, parece que el proceso de liberalización en España, aún dando muestras de no ser plenamente suficiente, ha introducido un grado de competencia aceptable.

A pesar de todo lo anterior, que los precios no indiquen la existencia de concentración no significa que el mercado eléctrico español sea competitivo de una forma igualitaria pues, como hemos podido comprobar, con la liberalización del sector se reconoció a las compañías ya implantadas el derecho a una compensación por el riesgo que corrían de no recuperar sus inversiones. Esta indemnización fue cobrada por estas compañías hasta el año 2006, cuando los CTCs se liquidaron.

Esta liquidación, lejos de solucionar el problema, dio por rescindido un contrato de derecho de cobro bilateral por el cual, en el año 2010, se hubiera hecho balance de los CTCs cobrados en total por las eléctricas y, si esta cantidad difería de lo inicialmente reconocido en la Ley 54/1997, esta diferencia se compensaría. Con la suspensión de los pagos en 2006, los CTCs se saldaron a favor de las centrales eléctricas de Unesa por un importe de 3.396 millones de euros que no han sido reclamados por parte del Gobierno antes de su prescripción.

Otro problema provocado por el reconocimiento de los CTCs, incluso por los considerados legales por la Unión Europea, es que, pese a haber sido indemnizadas, estas centrales han funcionado como todas las demás aún cuando se ha creado esta vía para garantizar la amortización de sus inversiones, lo que las de nueva implantación no tienen asegurado.

Hemos conocido la composición de la factura eléctrica, centro de una controversia que aún a día de hoy parece difícil de solucionar. En este punto, hemos sido capaces de

diferenciar las partidas que componen la factura conociendo cuáles están destinadas a cubrir los costes de generación de energía eléctrica y el resto de costes regulados (transporte y distribución, incentivos a las energías renovables, cogeneración y residuos, el servicio de interrumpibilidad, las anualidades del déficit, así como dos impuestos). La conveniencia de imputar muchos de estos costes a los consumidores ha sido tratada en diferentes puntos pero cabe mencionar, además, una característica exclusiva de las facturas eléctricas españolas: la fiscalidad.

Dado el nivel de desarrollo tecnológico y la dependencia de la electricidad que conlleva, España puede considerarse un país altamente dependiente de la energía eléctrica. Por lo tanto, podrían existir razones suficientes para considerar la electricidad como un bien necesario al que debería aplicarse una fiscalidad especial para facilitar el acceso a la misma. Algunos países de la Unión Europea, durante los años de crisis económica han reducido los impuestos aplicados a la electricidad por su importancia. (Morales de Labra, 2015)

Más allá de estas consideraciones, lo que diferencia a España del resto de economías, es el hecho de que el IVA aplicado a la factura no sólo grava la energía y el resto de conceptos y servicios, sino que también grava el impuesto especial sobre la electricidad convirtiéndose parte del IVA en un impuesto sobre un impuesto, en perjuicio de los consumidores.

También hemos estudiado el proceso por el cual el Operador del Mercado en España (OMIE) casa las ofertas de generación con las de adquisición para garantizar que la demanda queda atendida, así como el servicio de interrumpibilidad que garantizaría el abastecimiento de todos los consumidores en el caso de que se produzcan desajustes entre oferta y demanda. Además, hemos concluido que un diseño marginalista, como el que presenta el mercado español, garantiza que el suministro se produzca a mínimo coste, en beneficio de los consumidores.

Por último, podemos calificar de errónea la forma de actuar de los sucesivos Gobiernos ante la existencia de un déficit de tarifa por las siguientes razones:

- La actual política de precios estimula desmedidamente el consumo de energía. Los precios de las tarifas no aportan la información correcta a los consumidores para que éstos consuman energía de forma eficiente.
- El consumo presente de energía está siendo subsidiado por los futuros consumidores. De hecho, aún cuando no se ha solucionado el problema del déficit, ya se están imputando en las tarifas las anualidades del déficit de años anteriores.
- Un déficit tarifario tan recurrente y voluminoso está acabando con la actividad comercializadora. Al fijar el precio de su oferta de suministro, el comercializador debe tomar como referencia el precio marcado por el mercado mayorista. Como los distribuidores tiene asegurada la cobertura de sus costes a través de las tarifas de acceso (y la parte que no, quedará como déficit acumulado que acabarán pagando los consumidores), los comercializadores se encuentran en una situación de desventaja, pues las comercializadoras deben soportar el déficit de ingresos como pérdidas.
- A raíz del punto anterior, aunque las autoridades europeas no vean el nivel de concentración en la comercialización como un problema, esta prolongada situación de déficit sí que preocupa a la Comisión Europea. Por este motivo, el 12 de diciembre de 2006 emitió un informe criticando al Gobierno de España por mantener las tarifas por debajo del precio de mercado, pues impiden el desarrollo de la actividad comercializadora y reducen la competencia.

Otra forma de proceder del Gobierno a la hora de afrontar el déficit es centrarse en intentar controlar los precios del mercado mayorista que, como hemos podido comprobar, apenas supone un 30 por ciento del importe total de la factura que pagan los consumidores. Existen otras partidas que encarecen la factura y que, para hacer más eficiente su cobertura, podrían financiarse vía Presupuestos Generales del Estado

librando a los consumidores de afrontar el coste de la planificación (moratoria nuclear, CTCs, primas a las renovables, ect.). Esta medida podría ser de especial interés en la devolución de las anualidades del déficit de tarifa, pues su financiación tendría un coste significativamente inferior en comparación con el FADE.

REFERENCIAS

- Arnedillo Blanco, O. (2012). Competencia y regulación en el mercado eléctrico mayorista en España. *Papeles de economía*, (134), 74-87.
- Barquín Gil, J. (2004). *Energía: técnica, economía y sociedad*. Madrid: R.B. Servicios Editoriales S.L.
- Calero Perez, P. (2000). La aparición de los costes de transición a la competencia en la reestructuración de los sistemas eléctricos. *Boletín económico de ICE*, (2262), 21-34.
- Cases, L. (2010). *Anuario de la competencia 2009*. Barcelona: Universitat Autònoma de Barcelona Servei de Publicacions.
- Castañeda Véliz, C. C. (2007). Indicadores de Concentración: Una revisión del marco conceptual y la experiencia internacional. *Documento de Trabajo OSIPTEL*, (2), 1-46.
- Comisión Europea (2014a). Decisión de la Comisión, de 4 de febrero de 2014, relativa a la medida de tarifas eléctricas españolas distribuidores [SA.36559 (C3/07) (ex NN 66/06)], aplicada por España [notificada con el número C(2013) 7743]. *Diario Oficial de la Unión Europea. Serie L*, (205, 12 de julio), 45-61.
- Comisión Europea (2014b). *EU Energy Markets in 2014*. Bruselas: Unión Europea. Recuperado a partir de http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_energy_market_en.pdf
- Comisión Europea (2016). *Quarterly Report on European Electricity Markets*. Bruselas: Comisión Europea. Recuperado a partir de <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/>

files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q4_2015-q1_2016.pdf

Comisión Europea. Dirección General de la Competencia (2002). *European Union competition policy. XXXIst Report on competition policy*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities. Recuperado a partir de http://ec.europa.eu/competition/publications/annual_report/2001/competition_policy_en.pdf

Comisión Nacional de la Energía (2008). *Memoria 2008*. Recuperado a partir de <https://www.cnmc.es/file/30838/download>

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (2016). *Informe de supervisión peninsular de producción de energía eléctrica. Año 2015*. Recuperado a partir de https://www.cnmc.es/sites/default/files/1403915_0.pdf

CNMC Blog (2015, octubre 26). Adiós al pago de la moratoria nuclear [Mensaje en un blog]. Recuperado a partir de <https://blog.cnmc.es/2015/10/26/adios-a-la-moratoria-nuclear/>

Díaz Mendoza, A.C., Larrea Basterra, M., Álvarez Pelegry, E. y Mosácula Atienta, Celia (2015). De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español. *Cuadernos Orkestra*, (10), 1-103.

España (1991a). Ley 8/1991, de 25 de marzo, por la que se aprueba el arbitrio sobre la producción y la importación en las ciudades de Ceuta y Melilla. *Boletín Oficial del Estado*, (73, 26 de marzo), 9418-9420.

España (1991b). Ley 20/1991, de 7 de junio, de modificación de los aspectos fiscales del Régimen Económico Fiscal de Canarias. *Boletín Oficial del Estado*, (137, 8 de junio), 18795-18820.

España (1994). Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional. *Boletín Oficial del Estado*, (313, 31 de diciembre), 39362-39386.

España (1995). Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de los Impuestos Especiales. *Boletín Oficial del Estado*, (179, 28 de julio), 23028-23081.

España (1996a). Ley 13/1996, de 30 de noviembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. *Boletín Oficial del Estado*, (315, 31 de diciembre), 38974-39064.

España (1996b). Real Decreto-ley 14/1996, de 8 de noviembre, por el que se modifica la Ley 8/1991, de 25 de marzo, por la que se aprueba el Arbitrio sobre la Producción y la Importación en las Ciudades de Ceuta y Melilla. *Boletín Oficial del Estado*, (271, 9 de noviembre), 34140-34141.

España (1997a). Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, (285, 28 de noviembre), 35097-35126.

España (1997b). 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. *Boletín Oficial del Estado*, (310, 27 de diciembre), 38037-38047.

España (2001a). Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, (268, 8 de noviembre), 40618-40629.

España (2001b). Real Decreto-ley 2/2001, de 2 de febrero, por el que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y determinados artículos de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia. *Boletín Oficial del Estado*, (30, 3 de febrero), 4205-4207.

España (2002). 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, 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. *Boletín Oficial del Estado*, (313, 31 de diciembre), 46333-46338.

España (2006). Real Decreto-ley, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético. *Boletín Oficial del Estado*, (150, 24 de junio), 23979-23983.

España (2011). Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. *Boletín Oficial del Estado*, (122, 23 de mayo), 51098-51113.

España (2012). Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. *Boletín Oficial del Estado*, (312, 28 de diciembre), 88081-88096.

España (2013a). Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, (310, 27 de diciembre), 105198-105294.

España (2013b). Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, (167, 13 de julio), 52106-52147.

España (2013c). 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. *Boletín Oficial del Estado*, (233, 28 de diciembre), 105916-105922.

España (2014a). Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos. *Boletín Oficial del Estado*, (140, 10 de junio), 43876-43978.

España (2014b). Real Decreto 1074/2014, de 19 de diciembre, por el que se modifican el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, el Reglamento del Impuesto sobre los Gases Fluorados de Efecto Invernadero, aprobado por el Real Decreto 1042/2013, de 27 de diciembre, y el Reglamento del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas, aprobado por el Real Decreto 439/2007, de 30 de marzo. *Boletín Oficial del Estado*, (307, 20 de diciembre), 103620-103639.

España. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (2016). Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017. *Boletín Oficial del Estado*, (314, 29 de diciembre), 91089-91103.

España. Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (2017). *Electricity Deficit Amortisation Fund. EUR 26 billion Debt Programme Explicitly Guaranteed by the Kingdom of Spain*. Recuperado a partir de https://www.fade-fund.com/FADE-FUND/docs/FADE-Investors_presentation-June_2017.pdf

España. Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas (2014). Real Decreto 1071/2014, de 19 de diciembre, de ampliación de los medios patrimoniales adscritos a los servicios traspasados a la Comunidad de Castilla y León por

diversos decretos de traspasos de funciones y servicios. *Boletín Oficial del Estado*, (312, 26 de diciembre), 105482-105485.

España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2013). 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. *Boletín Oficial del Estado*, (262, 1 de noviembre), 88304-88320.

España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2014). Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. *Boletín Oficial del Estado*, (237, 30 de septiembre), 76966-76973.

España. Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2015). 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 a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. *Boletín Oficial del Estado*, (302, 18 de diciembre), 119084-119135.

España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (2009). Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. *Boletín Oficial del Estado*, (151, 23 de junio), 52252-52279.

España. Ministerio de la Presidencia (2015). Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción

de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias. *Boletín Oficial del Estado*, (72, 25 de marzo), 25674-25686.

Espinosa, M. P., y Pizarro-Irizar, C. (2012). Políticas para la reducción del déficit tarifario. *Papeles de economía*, (134), 117-126.

Fabra Portela, N., y Fabra Utray, J. (2012). El déficit tarifario en el sector eléctrico español. *Papeles de economía*, (134), 88-100.

Fabra Utray, J. (2010). *Liquidación pendiente de los Costes de Transición a la Competencia (CTC's) a favor del Sistema Eléctrico*. Universidad Carlos III de Madrid. Recuperado a partir de https://portal.uc3m.es/portal/page/portal/inst_pascual_madoz/Liquidacion%20pendiente%20de%20los%20Costes%20de%20Transicion%20a%20la1.pdf

Iberdrola S.A. (s.f.). Factura de la luz de Iberdrola Clientes. Recuperado a partir de <https://www.iberdrola.es/hogar/info/factura-electricidad/iberdrola-clientes>

Lacalle, D. y Parrilla, D. (2014). *La madre de todas las batallas* (1ª ed.). Barcelona Planeta.

Morales de Labra, J. (2015, diciembre 16). Análisis y valoración de los programas electorales en el ámbito energético [Mensaje en un blog]. Recuperado a partir de <https://jorpow.com/2015/12/16/analisis-y-valoracion-de-los-programas-electorales-en-el-ambito-energetico/>

Omie (2016a). *Evolución del mercado de energía eléctrica. Mayo 2016*. Recuperado a partir de http://www.omie.es/files/informe_mensual_mayo_2016.pdf

Omie (2016b). *Informe de precios*. Recuperado a partir de http://www.omie.es/files/informe_precios_esp_navegable_0.pdf

Omie, (2017). [Página web oficial]. Recuperado a partir de <http://www.omie.es/inicio>

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea (1997). Directiva 96/02/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. *Diario Oficial de la Unión Europea. Serie L*, (27, 30 de enero), 20-29.

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea (2003). Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad. *Diario Oficial de la Unión Europea. Serie L*, (283, 31 de octubre), 51-70

Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea (2011). Reglamento (UE) nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía. *Diario Oficial de la Unión Europea. Serie L*, (326, 8 de diciembre), 1-16.

Patiño, M.A. (2015, octubre 27). Los españoles dejan de pagar la moratoria nuclear después de 20 años y casi 6.000 millones. *Expansión*.

Red Eléctrica de España (2016). Comienza la asignación del servicio de interrumpibilidad para grandes consumidores de electricidad. Recuperado a partir de <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2016/11/comienza-la-asignacion-del-servicio-de-interrumpibilidad-para-grandes-consumidores-electricidad-2017>

Red Eléctrica de España (s.f.). Operación del sistema. Coeficientes de pérdidas peninsulares. Recuperado a partir de <http://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/coeficientes-de-perdidas>

Red Eléctrica de España (s.f.). [Página web oficial]. Recuperado a partir de <http://www.ree.es/es/conocenos/ree-en-2-minutos>

Ruiz Maciá, J. P. (2014a). *El sector eléctrico y los obstáculos a la libre competencia. Tomo I*. Saarbrücken: Publicia.

Ruiz Maciá, J. P. (2014b). *El sector eléctrico y los obstáculos a la libre competencia. Tomo II*. Saarbrücken: Publicia.

Sallé Alonso, C. (2012). El déficit de tarifa y la importancia de la ortodoxia en la regulación del sector eléctrico. *Papeles de economía*, (134), 101-116.

Vives, X. (2013). *El reto de la competencia en el sector eléctrico*. (Occasional Paper, nº 06/13). Barcelona: IESE Business School. Recuperado a partir de <http://blog.iese.edu/xvives/files/2012/01/OP-06-13-El-reto-de-la-competencia-en-el-sector-eléctrico.pdf>

Yusta Loyo, J.M. (2013). *Contratación del suministro eléctrico*. (1ª ed.). Madrid: Ediciones Paraninfo, S.A.