



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

# ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Autor: Andrés García Alonso

Director: Aldo Colussi

MADRID

Abril 2014

## **Resumen/abstract**

El presente trabajo consiste en un análisis del mercado eléctrico español, tanto en su estructura como en su funcionamiento actual, con el objetivo de poder encontrar cuales son las principales razones por las que producen las inmensas subidas a las que se ha visto sometido el precio de la electricidad en nuestro país. Este análisis se acompaña de una comparación del actual sistema con el nuevo que se va a implantar, analizando cuales pueden ser sus repercusiones del cambio en el sector eléctrico y en los precios, y con los mercados eléctricos de otros países de nuestro entorno, con el objetivo de comprobar cuáles son las diferencias entre ellos, pudiendo determinar así por qué razones en nuestro mercado se producen dichas subidas y en los de nuestro entorno no.

## **Palabras clave**

Mercado eléctrico, estructura del mercado eléctrico, oligopolio, mercado diario, precio de casación, mercado intradiario, comercializadoras de libre mercado, tarifa de último recurso, comercializadoras de último recurso, subastas CESUR, factura eléctrica, peajes, moratoria nuclear, régimen especial, déficit de tarifa, precio voluntario del pequeño consumidor, comercializadoras de referencia.

## **Abreviaturas**

CESUR: Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso

TUR: Tarifa de Último Recurso.

CUR: Comercializadora de Último Recurso.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

CNC: Comisión Nacional de Competencia.

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

REE: Red Eléctrica de España.

IVA: Impuesto del Valor Añadido.

SEPI: Sociedad Estatal de Participaciones Industriales.

## **Índice**

1. Introducción.....	03
1.1. Objetivo.....	03
1.2. Metodología.....	04
1.3. Estructura del trabajo.....	05
2. Antecedentes.....	06
3. Mercado eléctrico español.....	07
3.1. Estructura del mercado eléctrico español.....	08
3.2. El funcionamiento del mercado eléctrico español.....	12
3.2.1. 4.2.1 El mercado mayorista.....	13
3.2.2. 4.2.2 El mercado minorista.....	14
3.3. El recibo de la energía eléctrica.....	18
3.3.1. Transporte.....	19
3.3.2. Distribución.....	19
3.3.3. Primas del régimen especial.....	19
3.3.4. Compensación a la producción extrapeninsular.....	21
3.3.5. Costes de funcionamiento.....	21
3.3.6. Costes relacionados con la industria nuclear.....	22
3.3.7. Déficit Tarifario.....	23
4. Principales reformas 2013-2014 al mercado eléctrico español.....	28
4.1. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.....	28
4.2. Nueva forma de cálculo del PVPC.....	31
5. Mercados eléctricos en nuestro entorno.....	33
6. Conclusiones.....	35
7. Bibliografía.....	40

## **Índice de gráficas:**

Figura 1: Cuota de Generación 2012.....	10
Figura 2: Cuota de Comercialización.....	11
Figura 3: Desglose de la Factura.....	26

# **1. Introducción**

## **1.1. Objetivo**

El objetivo de este trabajo fin de grado consiste en analizar el mercado eléctrico español, dominado principalmente por cinco grandes empresas, para determinar cuáles pueden ser las ineficiencias que provocan las constantes subidas en la factura eléctrica que se han venido produciendo en nuestro país en los últimos años, explicando, posteriormente, el nuevo sistema que tiene pensado implantar el Gobierno y algunas características de los sistemas utilizados en otros países de nuestro entorno.

La razón para realizar el trabajo sobre este tema es que, como dije anteriormente, la factura de la electricidad aumenta año tras año, según Eurostat aumento un 69'9% entre 2006 y 2011, sin que por ello se aprecie una mejora en la calidad del servicio, acorde con la subida del precio, para el consumidor. Dicha subida es, además de inmensa en términos absolutos, desproporcionada si la comparamos con lo que ocurre en la UE, donde el precio ha subido un 19'9%, o en la zona euro, donde ha subido tan solo un 13'1% de media.

Además, este tema es un tema de gran actualidad, no solo porque en el último mes de Octubre se ha anunciado la cuarta subida del precio de la electricidad en el año 2013, sino porque los resultados de la última subasta eléctrica iban a producir un aumento del coste de la electricidad superior a un 11%. La desproporción de dicho aumento era tal que provocó que, por un lado, el Ejecutivo interviniera para evitarlo y que, por otro lado, ese mismo Gobierno decidiera que era necesario llevar a cabo una profunda reforma en el funcionamiento del mercado eléctrico de nuestro país.

Así pues, se debe tratar de responder a las siguientes preguntas: ¿Cómo es posible que año tras año se produzcan estas grandes subidas en el precio de la luz? ¿Se deben estas subidas de precio a que estamos ante un mercado libre, como afirmó el pasado mes de Septiembre el ministro Soria? ¿Se deben a que la estructura del mercado da un gran poder de fijación de precios a los oferentes en detrimento de los consumidores? ¿Nos encontramos ante una manipulación del mercado? ¿Tal vez el Estado es en parte responsable de estas subidas de precio cargando costes a los consumidores? ¿Existe una influencia política en el mercado eléctrico que altera su funcionamiento? ¿Qué ocurre en los mercados eléctricos de otros países? ¿Por qué el precio de la electricidad ha

aumentado en menor proporción? ¿Se debe a como se estructuran sus mercados eléctricos? Estas son algunas de las preguntas que busco resolver con la realización de este trabajo de investigación.

Por otro lado, los actuales sucesos han llevado al Ejecutivo a decidir que es necesario realizar profundas reformas en el funcionamiento de nuestro mercado eléctrico, por lo que considero completamente necesario que se realice un análisis de las principales reformas con el objetivo de determinar si pueden solucionar los problemas de los que adolece nuestro mercado eléctrico o si, por el contrario, añadirán otros nuevos a los que ya sufrimos.

Así pues, el objetivo de este trabajo fin de grado es tanto descriptivo, ya que busca describir el funcionamiento del mercado eléctrico español, como explicativo, ya que busca descubrir cuáles son las razones por la cuales se producen los constantes aumentos de precios en nuestro país.

## **1.2. Metodología**

Este trabajo consiste en el análisis del mercado eléctrico español, por dicha razón la principal metodología utilizada para obtener información es la revisión bibliográfica. En este sentido, la gran parte de la información proviene de informes de algún tipo de organismo oficial (como la CNE) o de entidades y/o personas de prestigio.

El mercado eléctrico ha sido frecuentemente tratado en la prensa, por lo que también se acude a artículos periodísticos, manteniendo siempre la diligencia oportuna que se debe tener cuando se utiliza esta clase de fuente de información, que en muchos casos mezcla los datos con la opinión.

Además de buscar información en la prensa y en informes y/o personas de prestigio, también se acude a las páginas web de organismos oficiales como por ejemplo la del Ministerio de Industria, Energía y Turismo o la de UNESA, que ofrecen información de primera mano que puede ser útil para la realización de este trabajo.

Así pues, como se puede comprobar, al ser un trabajo básicamente descriptivo, la metodología consiste principalmente en reunir la información, de los sitios antes indicados, y extraer de la misma unas conclusiones que permitan cumplir con el objetivo de este trabajo.

### **1.3 Estructura**

El trabajo comenzará con una breve introducción al mercado eléctrico español anterior a la liberalización, explicando primero sus principales actividades para pasar posteriormente a explicar la tarifa integral.

Posteriormente se pasará a analizar el mercado eléctrico español tal y como ha funcionado hasta el año 2013. En primer lugar se explicará la estructura del mercado, analizando cuales son los principales actores que llevan a cabo las actividades del sector. En segundo lugar se analizará el funcionamiento del mercado, dividiéndolo en el mercado mayorista (donde se analizarán los mercados diarios e intradiarios) y el mercado minorista (donde se analizará las tarifas a las que se pueden acoger los consumidores). En tercer lugar se pasará a realizar una explicación de los diferentes elementos de la tarifa eléctrica, haciendo especial referencia a la parte regulada de la misma.

Tras haber procedido la explicación del mercado, se realizará el análisis de las principales reformas aprobadas y anunciadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en los años 2013 y 2014.

Tras ello se explicarán algunas características de mercados de nuestro entorno que los hacen diferentes al nuestro, de tal forma que podamos apreciar alguna diferencia que pueda explicar los incrementos de precio sufridos en España.

Por último, se procederá a extraer las conclusiones acerca de por qué razones el precio de la electricidad ha aumentado de manera tan vertiginosa en nuestro país, tratando de responder en la medida de lo posible a las preguntas planteadas en el objetivo del trabajo y analizando cómo podrían las reformas del Gobierno afectar en el futuro.

## **2. Antecedentes**

Hasta finales de la década de los 90 el mercado eléctrico en España era un mercado no liberalizado, donde era el Estado el encargado de regular los precios. Concretamente, con anterioridad a la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, en nuestro país existía el llamado Marco Legal Estable, que era el conjunto de preceptos que reglamentaban el mercado eléctrico entre los años 1988 y 1997.

Así pues, con el objetivo de “proporcionar un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las Empresas que suministran energía eléctrica y especialmente de un componente básico de este sistema, la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste, posibilitando así la prestación del servicio en condiciones económicas adecuadas para los abonados finales”<sup>1</sup> se aprueba en el año 1987 el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, dando comienzo al Marco Legal Estable. Además, el Marco Legal Estable tiene por objetivo garantizar la estabilidad en la tarifa, la recuperación en las inversiones, conseguir una adecuada planificación de las actividades del sector, disminuir la incertidumbre e impulsar la eficiencia.

La estructura del mercado eléctrico bajo el Marco Legal Estable comprendía cuatro actividades, generación, transporte, distribución y comercialización, todas ellas reguladas.

La retribución a las empresas generadoras, las encargadas de la producción de la energía eléctrica, se la reconocía el Ministerio de Industria a los productores mediante los llamados Costes Estándar, que incluían costes como la inversión o el coste del combustible. Gracias a estos Costes Estándar las empresas conseguían amortizar las inversiones y obtener un porcentaje de beneficios.

En cuanto al transporte, el Marco Legal Estable recoge la nacionalización de las redes de transporte, es decir de las redes de alta tensión encargadas de transmitir la electricidad. Con anterioridad a dicha nacionalización en nuestro país había diversas empresas que se encargaban de transportar la energía en cada región, están las mismas muy mal interconectadas. De esta manera, en el año 1985, con el objetivo de mejorar la eficiencia se decidió crear una única empresa que se encargara del transporte de la electricidad a través de las líneas de alta tensión. Dicha empresa fue bautizada con el

---

<sup>1</sup> Texto de la Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre.

nombre de Red de Electricidad Española (REE) y se convirtió en la primera empresa del mundo que se dedicaba de forma exclusiva al transporte de la electricidad y a ser la operadora del sistema<sup>2</sup>. En la actualidad, bajo el mando de José Folgado Blanco, sigue encargándose del transporte de la energía eléctrica y de la operación del sistema.

La actividad de distribución siguió siendo llevada a cabo por empresas privadas, que siguieron siendo las dueñas de las líneas de media y baja tensión. A dichas empresas, al igual que en la distribución se les reconocían unos costes que les aseguraran tener un margen de beneficios.

En cuanto a la actividad de comercialización, que consiste en vender la electricidad a los usuarios finales, simplemente hay que decir que tan solo existía una tarifa (misma tarifa para el mismo tipo de consumo), llamada Tarifa Integral.

Con anterioridad a la tarifa integral, la tarifa se establecía mediante una negociación entre las empresas del sector y el Ministerio de Industria y Energía utilizando los costes reales de las empresas, lo cual generaba una gran incertidumbre. Con el Marco Legal Estable esto cambia y pasa a utilizar como referencia una serie de costes reconocidos por el Ministerio, de tal forma que la tarifa se calculaba sumando todos los costes que se reconocían y dividirlos entre la demanda que se preveía para ese año.

Entre los costes que se integraban en la en la Tarifa Integral los primeros eran los Costes Estándar, que servían de referencia fundamental para calcular la tarifa. Estos costes se fijaban por el Ministerio para un año y luego se iban actualizando mediante una serie de fórmulas. Los Costes Estándar estaban integrados por los siguientes: coste del combustible, coste de la inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones de producción, coste de capital circulante, coste de distribución y coste de estructura<sup>3</sup>.

Además de estos costes existían otros que por sus propias características no podían estar sujetos al mismo tratamiento. Estos costes se llamaban recargos y estaban formados por los costes del stock básico de uranio, los costes de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear, los costes del sistema extrapeninsular, costes del ayuda al carbón, los costes del programa de investigación y desarrollo electrónico y los llamados costes

---

<sup>2</sup> Página Web de la Red Eléctrica de España.

contingentes (costes soportados por las empresas pero que no estaban vinculados con el suministro como la Moratoria Nuclear)<sup>4</sup>.

Otra de las partidas a tener en cuenta en la tarifa eran las llamadas desviaciones de la tarifa eléctrica. El cálculo de los ingresos que iban a obtener las compañías eléctricas se basaba en previsiones, de tal forma que podían existir errores. Por lo tanto, el principal objetivo que tenía esta partida era realizar las correcciones necesarias de tal forma que se garantizara la cobertura de los costes reconocidos a las compañías. Si la desviación era superior al 5% cabía la posibilidad de que se distribuyera su rectificación a lo largo de los años siguientes.

Además, para evitar que los consumidores finales acabaran pagando por unos costes que ya estaban cubiertos, aparecían una serie de ingresos que minoraban el coste del servicio eléctrico. Estos ingresos eran los que tenían su origen en ingresos financieros, alquiler de contadores y una serie de ingresos accesorios, siendo por tanto ingresos que las compañías eléctricas obtenían pero que estaban al margen de la comercialización de la energía en sí misma.

Así pues, para calcular la tarifa se sumaban los costes estándar, los recargos, las cantidades que surgían de las desviaciones, todo ello teniendo en cuenta los ingresos que minoraban esos costes, y la cifra obtenida se dividía entre la demanda prevista para ese año, consiguiéndose así que las eléctricas cubrieran los costes reconocidos.

Durante el periodo del Marco Legal Estable, con el sistema que se ha expuesto, la tarifa eléctrica aumentó solamente un 2,8% anual, de tal forma que al ser la inflación de un 4,8% anual, en términos reales los precios de la tarifa eléctricas bajan un 2% anual<sup>5</sup>, lo cual contrasta claramente con la situación actual, en la cual los precios de la electricidad han aumentado un 70% entre 2006 y 2011.

---

<sup>3 4</sup> Marco Legal Estable: Economía del Sector Eléctrico Español 1988-1987. (Red Eléctrica de España, 2008, p. 39-43).

<sup>5</sup> Marco Legal Estable: Economía del Sector Eléctrico Español 1988-1987. (Red Eléctrica de España, 2008, p. 47).

### **3. Mercado eléctrico español**

#### **3.1. Estructura del mercado eléctrico español**

En este epígrafe se va a explicar cómo está estructurado el mercado eléctrico español y cuáles son los principales agentes que en él actúan para comprobar como eso puede afectar al precio de la energía.

En el año 1997, con el objetivo de trasponer la directiva europea 96/92/CE de 19 de diciembre de 1996, el Gobierno de España aprueba la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico por la cual se liberaliza el mercado eléctrico en nuestro país. A partir de la entrada en vigor de dicha ley, tal y como podemos ver en la página web del Ministerio de Industria<sup>6</sup>, el mercado eléctrico en nuestro país queda dividido en las siguientes actividades principales de la siguiente manera:

-Actividades reguladas:

- Transporte: Consiste en la transmisión de la energía eléctrica a través de la red de alta tensión. Esta actividad, que se constituye un monopolio natural, es llevada a cabo por la Red Eléctrica de España, cuyo principal accionista es la SEPI.
- Distribución: Consiste en la transmisión de la electricidad de las redes a los puntos de consumo a través de las redes de media y baja tensión. Aun siendo una actividad regulada es llevada a cabo por empresas privadas, a las cuales se les reconoce un coste de distribución que los consumidores pagan en la factura.

-Actividades no reguladas:

- Generación: Es la producción de la energía eléctrica.
- Comercialización: Es la compra-venta de la electricidad.

Las actividades no reguladas son aquellas que quedan liberalizadas y por lo tanto no están sometidas a regulación estatal, aunque sí que existe un cierto control ya que es necesario, para poder operar en el mercado, que se consigan las preceptivas autorizaciones.

---

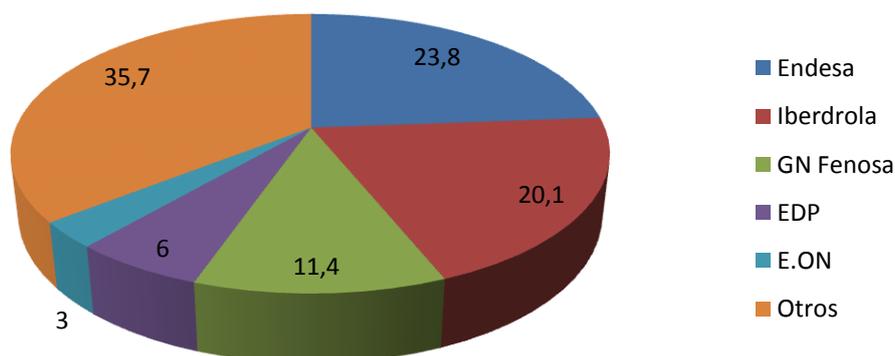
<sup>6</sup> Página web del Ministerio de Industria:  
<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>

Una vez expuestas cuales son las principales actividades del sector eléctrico, se pasa a comentar cuales son los principales agentes que operan en este mercado, es decir, quienes se encargan de realizar la generación, el transporte, la distribución y la comercialización.

En el caso de la generación, existen dos tipos de productores: los productores en régimen ordinario y los productores en régimen especial. Los productores en régimen especial son aquellos que generan electricidad mediante el uso de energías renovables y de cogeneración, siempre que su potencia no supere los 50 MW. Los productores del régimen ordinario son todos los demás.

En España las principales productoras de energía eléctrica tradicionalmente han sido Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.ON, las cuales forman la asociación UNESA. Estas 5 empresas llegaron a controlar hasta el 80% de la generación de energía eléctrica en España. Si bien en el año 2012, con datos de la CNE, la cuota de generación de estas empresas era inferior, seguían controlando la mayor parte de la generación de electricidad del país, como se puede observar en la figura 1.

**Figura 1: Cuota de generación 2012**



Fuente: Comisión Nacional de Energía

Esta pérdida de cuota de generación por parte de las empresas de UNESA se debe sobre todo a que E.ON y EDP ya no son tan grandes, apareciendo otras empresas como Axpo que, con una cuota de generación del 8,1, las superan. No obstante, las tres principales empresas siguen teniendo una gran cuota de generación de energía eléctrica y las 5 juntas producen la gran mayoría de este tipo de energía.

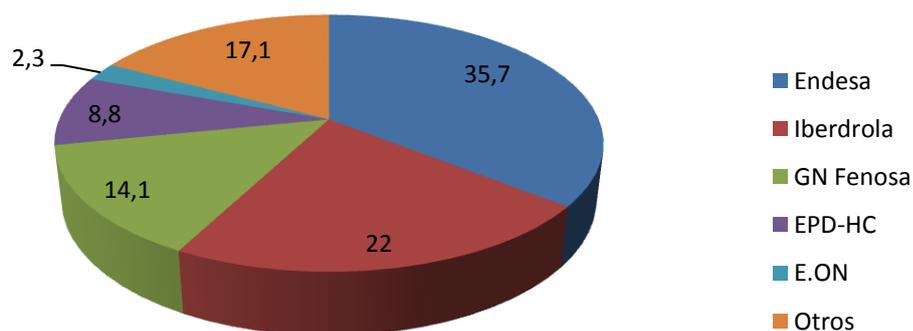
En nuestro país en el transporte de la electricidad lo sigue llevando a cabo la Red Eléctrica de Española. Como se ha explicado anteriormente, con anterioridad a la REE existían en nuestro país diferentes empresas que se encargaban de realizar el abastecimiento de electricidad en cada región, siendo la conexión entre regiones realmente pobre. Así pues, por motivos de eficiencia se decidió nacionalizar la red de alta tensión de nuestro país y encargar a una única entidad, la Red Eléctrica Española, que gestionara el transporte de la electricidad en todo el territorio nacional en régimen de monopolio.

La distribución, aunque se trate de una actividad regulada como el transporte, se lleva a cabo por empresas privadas a las cuales el Estado les reconoce unos costes que, con posterioridad, pagan los consumidores en la parte regulada de la tarifa eléctrica. Actualmente, el 97% de la distribución de electricidad la realizan Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.ON, tal y como recoge UNESA en su página web.

En cuanto a la comercialización, es decir la venta de la energía eléctrica a los clientes finales, deben distinguirse dos tipos de comercializadoras: las comercializadoras de libre mercado y las comercializadoras de Último Recurso (TUR), que son aquellas nombradas por el Ministerio de Energía para que ofrezcan la Tarifa de Último Recurso, que se explicará en un epígrafe posterior, a los precios fijados.

Al igual que en la generación y en la distribución las 5 empresas que forman parte de UNESA (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.ON) son las que vuelven a controlar la mayoría de la comercialización, tal y como podemos observar en la figura 2, construida con datos aportados del Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad julio 2011-Junio 2012 (CNE, 2013, p. 53):

**Figura 2: Cuota de comercialización**



Fuente: Comisión Nacional de Energía

Además, ha esto hay que sumar que estas cinco empresas son las únicas designadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo para ofrecer la Tarifa de Último Recurso.

Como se puede comprobar el mercado eléctrico de nuestro país es claramente un oligopolio, ya que entre cinco grandes grupos empresariales (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP y E.On) controlan la mayor parte de la generación, la distribución y la comercialización de la electricidad en España. Las ineficiencias que se producen en este tipo de mercados permiten a las grandes compañías alterar la libre competencia, lo cual puede afectar gravemente a los precios. De hecho la Comisión Nacional de la Competencia ha sancionado a las grandes eléctricas españolas en 2011 precisamente por llevar a cabo este tipo actividades. En dicha ocasión la CNC consideró que las grandes eléctricas españolas se habían coordinado para pactar precios y dificultar el acceso a tercero al mercado. En dicha ocasión la multa ascendió a 26 millones de euros para Endesa, 21 millones para Iberdrola, 8,8 millones a Gas natural Fenosa, 1,8 millones a EDP-HC, 1,4 millones para E.ON y 900.000 euros a UNESA<sup>7</sup>. Estos hechos han sido constatados por el propio Joaquín Almunia, Vicepresidente y Comisario Europeo de Competencia, que ha afirmado que ““En España ha habido un oligopolio clarísimo de las eléctricas” y que el mercado “tiene todavía en cierto modo las malas prácticas de antiguas empresas públicas con monopolio” (Joaquín Almunia, 2013).

### **3.2. El funcionamiento del mercado eléctrico español**

En este apartado se va a explicar el funcionamiento del actual mercado eléctrico y como dicho funcionamiento afecta al precio de la electricidad.

En primer lugar debemos diferenciar el mercado mayorista del mercado minorista. En el mercado mayorista participan fundamentalmente los generadores, las comercializadoras y los consumidores cualificados. El mercado minorista es el que se establece entre las comercializadoras y los consumidores de pequeño tamaño, como las pequeñas empresas y los consumidores domésticos.

---

<sup>7</sup> Competencia multa a las eléctricas con 61 millones por ahogar el mercado. (Santiago Carcar, 14 de Mayo de 2011, El País).

### 3.2.1. El mercado mayorista

En este apartado se pasará a explicar el funcionamiento del mercado de la electricidad que está a cargo del OMIE, que es la operadora que gestiona el mercado mayorista de electricidad. La OMIE se encarga de las actividades que antes realizaba el OMEL.

El primer mercado al que debemos hacer referencia es al mercado diario. En este mercado los productores de electricidad ofertan la cantidad de energía que ellos están dispuestos a generar al día siguiente y el precio al que están dispuestos a hacerlo. Por su parte las comercializadoras y los consumidores directos comunican la cantidad de electricidad que quieren y a los precios a los que estarían dispuestos a comprarla. De esta forma se consigue fijar la cantidad de energía eléctrica a generar/consumir (se evita así el problema de la complejidad de acumular la electricidad) y el precio de la misma.

Los oferentes se dividen por unidades de producción, de tal manera que cada unidad de producción debe realizar antes de las 12:00 horas las 24 ofertas de producción, una por hora, para el día siguiente. De la misma manera, los compradores deben hacer también ofertas de compra para cada hora antes de dicha hora.

A las 12:00 el operador del mercado ya tiene todas las ofertas de venta y de compra, por lo que pasa a ordenarlas en dos curvas: la curva de oferta agregada (donde están ordenadas todas las ofertas de forma ascendente) y la curva de la demanda agregada (donde están ordenadas todas las ofertas de compra de manera descendente). El punto de corte entre las dos curvas indica el precio de casación. Los tramos de las curvas que están a la izquierda de dicho punto, los tramos que han casado, nos indican el volumen de electricidad que debe producirse para cada hora.

Debe señalarse que el precio que finalmente se les paga a los productores es el precio de casación, independientemente de que estos realizaran sus ofertas a un precio menor o de que los compradores ofrecieran un precio mayor.

En este punto es interesante señalar que las centrales nucleares suelen ofertar su energía a precio 0, asegurándose de esa forma la casación y dejando que sean otro tipo de energías las que, ofertando a precios mayores, acaben determinando el precio de casación (que será también el que se les pague a las nucleares ya que el precio es igual para todos). La razón es que este tipo de energía es muy inflexible, de tal forma que

ofertando a precio 0 pueden producir sin tener que realizar variaciones y se aseguran la casación.

Además de la nuclear, suelen ofertar a precio 0 cierto tipo de energías renovables, como la fotovoltaica y la eólica. Las razones en estos casos es que, al contrario de lo que ocurre con el gas o el petróleo, el sol y el aire tienen un coste 0 y no se pueden almacenar. A este tipo de generadores les es más rentable vender la energía que pueden producir que no hacerlo, ya que no pueden almacenar el viento o el sol para otro momento, por lo que ofertan a 0 para asegurarse la casación, recibiendo luego el precio de casación que resultante que será superior a 0.

También es importante señalar que hay ciertas incidencias que pueden provocar que las curvas de oferta y demanda sufran ciertas modificaciones. Esto se da cuando se produce el Market Splitting (se sobrepasa la capacidad de interconexión de los mercados español y portugués, pasando a separarse ambos y a resolverse de forma independiente), desplazándose la demanda a la derecha o cuando no se cumplen las condiciones complejas (las ofertas pueden estar condicionadas por una serie de causas, como ingresos mínimos, condición de indivisibilidad o gradiente de carga), desplazándose la oferta a la izquierda.

Ahora bien, que lo pactado en el mercado diario se cumpla exactamente es raro, suelen aparecer una serie de desajustes. Por ejemplo si aumentara el viento, los generadores eólicos podrían ofertar más, por otro lado puede darse el caso de que un generador haya tenido algún problema y no pueda proveer toda la energía que ha pactado. Por ese motivo, con el objetivo de que los participantes puedan adaptarse a esos desajustes, se crea el mercado intradiario. Este mercado está compuesto por 6 sesiones, en cada una de las cuales, los participantes, y solamente los participantes, en el mercado diario pueden hacer ofertas de venta o de compra con independencia de si son productores o compradores. De esta forma una comercializadora que haya comprado demasiado puede vender parte de lo que ha comprado reduciendo así la cantidad total adquirida.

En cada una de estas sesiones se establecerá un precio de casación y una cantidad de energía a generar, de tal forma que el resultado final se alcanzará sumando el resultado del mercado diario y los obtenidos en las diferentes sesiones del mercado intradiario.

Además del Mercado Ibérico de Energía, también se pueden establecer contratos bilaterales que queden al margen del mercado, donde un productor y un consumidor acuerden bilateralmente la potencia y los precios.

Por otro lado, también existen unos mercados directamente controlados por la Red Eléctrica de España cuyo objetivo es que se mantenga la identidad instantánea entre generación de electricidad y consumo de la misma.

### 3.2.2. El mercado minorista

El mercado minorista es aquel en el que participan las comercializadoras de energía que venden la misma a los pequeños consumidores (consumidores domésticos y pequeñas empresas). Ahora bien, en este tipo de mercado caben dos opciones: que los consumidores tengan un contrato con una de las comercializadoras de libre mercado o que estén sujetos a la Tarifa de Último Recurso (TUR). En la actualidad la gran mayoría de los hogares españoles, 16 millones de hogares, están sujetos a la TUR frente a los 9,3 millones que se han decantado por firmar un contrato con las comercializadoras de libre mercado.

Si un consumidor tiene un contrato con una de las comercializadoras de libre mercado la tarifa que pagará será la que se pacte entre ambos. Hay que tener en cuenta que si bien para la comercializadora el precio de la electricidad varía de una hora a otra en función de los resultados del mercado mayorista, el precio que se establece para el consumidor suele ser constante durante un cierto período de tiempo. Por esa razón la comercializadora deberá tener en cuenta los diferentes precios de tal forma que genere un precio medio que le permita obtener beneficio.

La otra opción existente es que se esté sujeto a la Tarifa de Último Recurso o TUR. Estar sujeto a la TUR implica que el consumidor tendrá un contrato con una de las comercializadoras de último recurso que le suministrará la electricidad a los precios fijados.

Las comercializadoras de último recurso son nombradas por el Ministerio de Industria, como se ha dicho en el apartado anterior sobre la estructura del mercado. Actualmente dichas comercializadoras, como se puede ver en la página web del Ministerio de

Industria<sup>8</sup>, son Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.ON, las cinco eléctricas que forman la patronal UNESA.

Dentro de esta tarifa TUR existen dos modalidades<sup>9</sup>: la tarifa sin discriminación horaria y la tarifa con discriminación horaria. La tarifa sin discriminación horaria es la tarifa normal, donde el precio es el mismo consumas a la hora que consumas. Por otro lado, la tarifa con discriminación horaria es aquella que divide el día en horas valle y horas punta. Las horas punta, donde la electricidad es más cara, son las horas de las 13:00 a las 23:00 horas en verano y de las 12:00 hasta las 22:00 horas en invierno. Por su parte las horas valle, en las cuales la electricidad sale más barata, son las que transcurren entre las 23:00 horas y las 13:00 en verano y entre las 22:00 y las 12:00 en invierno. Por tanto, aquellos consumidores que tienen la tarifa con discriminación horaria pueden ahorrar dinero (hasta un 10%-15% según el Ministerio de Industria, Energía y Turismo), por ejemplo, encendiendo determinado tipo de electrodomésticos en las catorce horas valle, mientras que los que están sujeto a la tarifa sin discriminación horaria pagarían lo mismo consuman la electricidad a la hora que la consuman.

Una vez dicho esto, hay que apuntar que no todo el que quiera puede estar sujeto a la TUR. Para ello es necesario tener una potencia contratada de menos de 10 kW, de tal forma que si se tiene una potencia mayor (normalmente PYMES) es obligatorio tener un contrato con las comercializadoras del mercado libre.

Para determinar la TUR se toma como principal referencia el resultado de las subastas CESUR (Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso). Estas subastas se celebran de forma trimestral y en ellas puede participar aquellas entidades que hayan sido declaradas aptas para participar.

Para haber sido declaradas aptas es necesario seguir una serie de fases en las que los agentes que quieran participar deben solicitar dicha participación y un comité de expertos dictaminará, en función de si se cumple con los requisitos mínimos (técnicos, financieros y administrativos), sobre la aptitud del agente. Además, es importante añadir que los participantes de estas subastas no tienen por qué ser a generadores, pudiendo ser por ejemplo entidades financieras.

---

<sup>8</sup> Página web del Ministerio de Industria:  
<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Tarifas/MercadoLiberalizado/Paginas/index.aspx>

<sup>9</sup> Página web del Ministerio de Industria:  
<http://www.minetur.gob.es/energia/Tur/Queestur/Tarifas/Paginas/LasTarifas.aspx>

El funcionamiento de esta subasta es el de precios descendentes. El proceso comienza cuando el operador saca a subasta una serie de productos energéticos a un determinado precio. Como el precio inicial es muy alto, hay muchos agentes que están dispuestos a vender a ese precio y se produce un exceso de oferta. Por lo tanto lo que se hace es realizar otra ronda, esta vez con un precio más bajo, de tal forma que la oferta se reduce. Este proceso se repite hasta que se igualan la oferta con la demanda, en la última ronda, consiguiéndose el precio de equilibrio. Una vez hecho esto los participantes que han conseguido la adjudicación firman los contratos de suministro con las comercializadoras de último recurso, comprometiéndose a darles la cantidad de energía pactada al precio que haya resultado de la subasta CESUR. Estos agentes deberán acudir posteriormente al mercado diario e intradiario y pagar los diferentes precios por la energía que en dicho mercado se generen. Los agentes, que funcionan como intermediarios, obtendrán beneficios siempre que el precio del mercado mayorista sea inferior al de la subasta CESUR.

La razón por la cual se crea esta subasta CESUR es el riesgo financiero en el que se incurre por el establecimiento de la TUR para varios meses. La TUR debe ser lo suficientemente alta para cubrir los costes de adquisición de la energía en el mercado diario más el margen de beneficios de las comercializadoras de último recurso. Ahora bien, la TUR se mantiene estable durante varios meses pero el precio de adquisición de la energía nos es desconocido, ya que cambia de una hora a otra de cada día, por lo que podría ocurrir que la TUR no cubriera los costes de adquisición de la energía de dichas comercializadoras. Para evitar que las comercializadoras de último recurso soporten dicho riesgo se crean estas subastas, de tal forma que el riesgo pasan a soportarlo los intermediarios (normalmente entidades financieras), que obtendrían pérdidas si el precio del mercado mayorista acabara siendo superior al precio de la subasta CESUR y beneficios en caso contrario.

Es necesario apuntar que tras la realización de la subasta la Comisión Nacional de la Energía (ahora parte de la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia) se encarga de comprobar que se ha cumplido las condiciones necesaria de transparencia y competencia, procediendo o no a verificar la validez de la subasta CESUR.

Una vez obtenido el precio de la subasta CESUR este se utiliza como principal indicador a la hora de fijar la TUR, tal y como se dijo anteriormente.

Este sistema ha sido ampliamente criticado ya que convierte la energía eléctrica, bien de primera necesidad, en un producto financiero sobre el cual se puede especular y, además, provoca un sobrecoste en el precio de la electricidad para el consumidor equivalente al beneficio de las entidades financieras intermediarias.

Obviamente cuanto mayor sea el precio de la subasta CESUR mayor será el beneficio de los intermediarios financieros, lo que podría llevar a que se realizaran actuaciones que tengan como objetivo aumentar dichos precios con el objetivo de obtener mayores rendimientos.

En relación con esto debemos mencionar que la última subasta CESUR realizada, la número XXV, arrojó un resultado que implicaba una subida de un 11% en el precio total (en el precio de la factura eléctrica completa) de la electricidad para el primer trimestre de 2014. Ante esta subida desproporcionada que estaba acompañada de extraños movimientos en el mercado según la CNMC (por ejemplo la subasta CESUR acabó en la ronda 7 cuando nunca antes en las otras veinticuatro había acabado antes de la 12), la Secretaría de Estado de Energía determina, en la Resolución de 20 de diciembre de 2013, que el precio resultante de dicha subasta “no debe ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada aquélla a todos los efectos.”

### **3.3. El recibo de la energía eléctrica**

En este apartado se pasará a explicar el precio real que los consumidores pagan por la electricidad así como los diferentes elementos que lo configuran.

Lo primero que debe decirse es que el precio de la electricidad del que se hablaba en el epígrafe anterior no es el precio final que los consumidores pagan en su recibo, sino que al mismo se le deben añadir una serie de partidas complementarias que provocan que dicho precio aumente de forma significativa, hasta el punto de que representen un porcentaje mayor del precio final que el precio de la energía en sí mismo.

Así pues, podemos dividir el recibo de la electricidad en dos partes:

-La parte de mercado es la parte que tiene que ver con el consumo de la energía. La cantidad que se debe pagar dependerá del consumo y de los precios que se han obtenido

en el mercado de la forma antes explicada en el epígrafe anterior. Así pues, a mayor consumo mayor será la factura que tendremos que pagar.

-La parte regulada es la parte en la que se establecen una serie de partidas, comúnmente conocidas como peajes, que se suman a la componente de mercado y que provocan el aumento del precio final. Normalmente tienen como objetivo financiar una serie de costes del mercado eléctrico o unas primas a las compañías eléctricas.

La parte de mercado, la relativa al consumo, queda suficientemente aclarada con lo que se ha explicado en el epígrafe anterior sobre el funcionamiento del mercado, ya que en dicho epígrafe se explica cómo se consigue el precio por kW, de tal forma que para obtener la cantidad a pagar por el consumidor habrá que multiplicar dicho precio por el número de kW consumidos. Por dicha razón este epígrafe se centrará fundamentalmente en explicar cuáles son las principales partidas que producen el encarecimiento del recibo de la electricidad.

#### 3.3.1. Transporte

Como ya se explicó con anterioridad en el apartado sobre la estructura del mercado eléctrico español, por transporte se entiende a la transmisión de la energía eléctrica a través de las líneas de alta tensión hasta los puntos de distribución. El transporte es una actividad regulada la realiza en exclusiva la Red Eléctrica de España y, obviamente, el desempeño de la misma tiene unos costes, que acaban pagando los consumidores en la parte regulada del recibo de la electricidad.

#### 3.3.2 Distribución

Al igual que el transporte la distribución es una actividad regulada, pero en este caso son empresas privadas las que se encargan de la misma. Llevar la energía desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo tiene un coste para las empresas distribuidoras, reconocido por el Estado, que se paga también en la parte regulada del recibo eléctrico.

#### 3.3.3 Primas del régimen especial

Bajo la denominación de primas del régimen especial se aglutinan las subvenciones que reciben los productores del régimen especial, aquellos que generan con instalaciones de una potencia menor a 50 MW y que utilizan como energía primaria energías renovables

o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable<sup>10</sup>.

Comúnmente la gente se refiere a estas subvenciones como primas a las renovables, lo cual no es correcto ya que no todas las energías subvencionadas son renovables (la cogeneración no lo es). Además, podría darse el caso de que se utilizaran como energía primaria energías renovables y que no se subvencionara por superar los 50 MW de potencia.

El establecimiento de esta prima no responde a costes del suministro, como pasaba con el transporte o la distribución, sino que lo hace únicamente a razones de política energética. Este tipo de energías tienen una serie de ventajas entre las cuales podemos nombrar, a título de ejemplo, las bajas emisiones de este tipo de energía, lo que es claramente beneficioso para el medio ambiente, y la reducción de la importación de energía que supondría su desarrollo, lo que reduciría de forma notable la dependencia energética de España con el exterior. Por otro lado, en el momento de establecimiento de las primas este tipo de tecnologías de producción de energía eléctrica se encontraban en una fase de desarrollo muy temprana, por lo que ponerlas en práctica requería de un gran esfuerzo económico. Por estas razones los sucesivos gobiernos decidieron que era importante que se ayudara al desarrollo de estas energías que de otra forma podrían no desarrollarse debido a su coste.

Este tipo de productores tienen dos opciones cuando deciden entrar al mercado, tal y como se recoge en el artículo 24 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. La primera opción es que cedan la energía que han generado a la red consiguiendo a cambio una tarifa regulada fija por cada kWh. La segunda opción es vender la energía eléctrica que generan en el mercado. Si eligen esta opción los productores del régimen especial percibirán el precio que resulte por cada kWh más una cantidad adicional (prima) por cada uno de ellos.

Ahora bien, se debe tener en cuenta que la prima es diferente para cada tipo de tecnología, de esta forma por ejemplo los productores que utilizan como fuente primaria energía solar fotovoltaica obtienen una prima de 31,845 céntimos por cada kWh, los que

---

<sup>10</sup> Definición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo en su página web.

utilizan energía solar térmica 24,73 céntimos/kWh y los que utilizan energía eólica solamente tienen 3,442 céntimos/kWh de prima equivalente<sup>11</sup>. Como se pueden observar las primas a la energía solar son mucho mayores que a otros tipos de energía, de hecho la siguiente prima más alta después de la que obtiene la energía solar térmica es la que obtiene la que usa como fuente primaria la energía obtenida mediante el tratamiento de residuos, siendo solamente de 9,775 céntimos/kWh. Este hecho se produce principalmente porque la energía solar se encontraba en un momento de desarrollo de la tecnología muy temprano, de tal manera que los costes eran muy elevados.

### 3.3.4 Compensación a la producción extrapeninsular<sup>12</sup>

Esta partida busca compensar los mayores costes de producción de electricidad que se producen en los territorios extrapeninsulares. Estos sistemas, conocidos como Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIS), son los siguientes: el sistema Mallorca-Menorca, Ibiza-Formentera, Tenerife, Gran Canaria, Lanzarote-Fuerteventura, El Hierro, La Gomera, La Palma, Ceuta y Melilla.

Debido precisamente a su carácter insular o extrapeninsular las redes están aisladas y tienen un reducido tamaño, lo cual incrementa claramente los costes. Así por ejemplo si hubiera un aumento de la demanda en un momento concreto, como la red está aislada es imposible que se la auxilie, por lo que los productores deben operar con un margen de reserva mucho mayor que con el que se opera en la península.

### 3.3.5. Costes de funcionamiento

Esta partida hace referencia a los costes asociados al mantenimiento de las entidades necesarias para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico español. Estamos hablando de los costes necesarios para financiar la Red Eléctrica de España (no los costes del transporte sino lo de la institución), los del operador del mercado que se encarga de gestionar el mercado mayorista y los de la Comisión Nacional de la Energía, que vela por el correcto funcionamiento del sistema asegurando la competencia y la transparencia en el sector.

---

<sup>11</sup> Liquidación de las primas equivalente, primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial 2012. (CNE. 2013. p. 20)

<sup>12</sup> El marco regulatorio y funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) en España. (CNE. 2012. p.3)

### 3.3.6. Costes relacionados con la industria nuclear

En estos costes incluimos principalmente dos partidas: la moratoria nuclear y la segunda parte del ciclo de combustible nuclear.

Por un lado, la segunda parte del ciclo de combustible nuclear se refiere a los costes de tratamiento que requieren los residuos radiactivos. Para la gestión de dichos residuos se crea en el año 1984 una empresa pública llamada Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A (ENRESA), que también se encargaría del desmantelamiento de las centrales no operativas. Hasta el año 2005 esta empresa se financiaba mediante la recaudación de un porcentaje de la factura eléctrica. A partir de ese año, en el Real Decreto Ley 5/2005 de 11 de marzo, se establece que serán las centrales nucleares las que paguen dicho coste directamente. No obstante, se sigue pagando en la factura el coste de la gestión de los residuos producidos con anterioridad a 2005. A partir del año 2010 los usuarios solamente pagan el coste de los residuos generados por centrales nucleares que ya no están en funcionamiento.

Por otro lado, el coste asociado a la moratoria nuclear es un coste que responde fundamentalmente a razones de política energética. En el año 1983 se diseña el Plan Energético Nacional de 1983 (PEN-83) que fue aprobado definitivamente en 1984. En este plan energético se establecía la llamada moratoria nuclear, por la cual se paralizaba durante un período de tiempo la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía nuclear, pero no afectaba en principio a las ya activas. Concretamente se debían de paralizar 5 de las centrales que se habían proyectado. El propio plan establece que de los proyectos nucleares que existían se debía continuar con la construcción de Trillo I y Valdellos II, por contar la primera con un menor riesgo para las personas y la segunda con una mayor aceptación social<sup>13</sup>. Por tanto las construcciones que debían paralizarse eran las de Valdecaballeros I y II, la de Trillo II y la de Lemóniz I y II. La paralización de las obras se realiza en 1991 y, posteriormente, la Ley 40/1994 de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional en el punto 1 de la disposición adicional octava establece la paralización definitiva de la construcción de dichas centrales<sup>14</sup>.

El problema es que en dichas instalaciones ya se habían realizado inversiones que no se iban a poder recuperar al no ponerse en funcionamiento las instalaciones. Por esa razón,

---

<sup>13</sup> Plan Energético Nacional 1983

<sup>14</sup> Ley 40/1994 de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

la propia disposición adicional octava establecía en su punto 3 que los titulares de dichas instalaciones recibirían “una compensación por las inversiones realizadas en los mismos y el coste de su financiación mediante la afectación a ese fin de un porcentaje de la facturación por venta de energía eléctrica a los usuarios”<sup>15</sup>. Dicha compensación tendría que satisfacerse en un plazo de 25 años desde la entrada en vigor de la ley, es decir debía pagarse antes de 2020.

En 2006 el Real Decreto 470/2006, de 21 de abril determina que el porcentaje a pagar pasará del 1,724% de la tarifa, que se pagaba originalmente, al 0,33% y que el plazo ha de finalizar en el año 2015<sup>16</sup>. Estos cambios se producen porque el proceso de amortización de las cantidades estaba avanzando a un ritmo mucho más rápido del previsto inicialmente.

Las razones que llevaron a aplicar la moratoria nuclear, que finalizó en el año 1997, fueron variadas. Los principales motivos para la implantación de la moratoria nuclear fueron los problemas que la industria nuclear acarrea en cuanto a la seguridad (atentados terroristas, fugas, etc...) y la dificultad de la gestión de los residuos radiactivos. El propio Felipe González, presidente del gobierno que implantó la moratoria, afirmó en la quinta Asamblea General del Club de Madrid que su implantación se debió a dos razones: “la seguridad y el agobio y sobrerresponsabilidad” (Felipe González. 2006), refiriéndose fundamentalmente a los residuos nucleares. A parte de estas también podemos nombrar la presión social ejercida por grupos ecologistas como Three Mile Island.

### 3.3.7 Déficit tarifario

El déficit de tarifa o déficit tarifario se define, según Natalia Fabra Portela y Jorge Fabra Utray (expresidente de REE y ex consejero de la CNE) en Déficit Tarifario en el sector eléctrico español (Natalia Fabra Portela y Jorge Fabra Utray. 2012. P. 89), como aquel que se produce por la diferencia que existe entre las tarifas reguladas que pagan los consumidores y los costes que las normas regulatorias reconocen a las compañías. Este déficit no es de carácter económico, ya que no se está hablando simplemente de que los

---

<sup>15</sup> Disposición adicional octava punto 3 de la Ley 40/1994 de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

<sup>16</sup> Real Decreto 470/2006, de 21 de abril por el que se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear como coste con destino específico.

costes no se cubran con los ingresos, sino de que los costes regulados, que son superiores a los costes reales, son lo que no se llegan a cubrir.

El déficit tarifario comienza a producirse en el año 2000 por motivos de política energética. El objetivo del Gobierno de aquel momento era evitar que los aumentos en los costes de las compañías eléctricas se trasladaran a los consumidores, por esa razón se ideó un sistema por el cual las eléctricas ingresaban una cantidad por su actividad inferior a los costes, de tal forma que esa diferencia se convertía en deuda que se debía pagar, con sus respectivos intereses, en el futuro. Este sistema, que en palabras del Ministro de Industria del momento, Josep Piqué Camps, era momentáneo debido a la mala situación que atravesaba el país, fue continuado por los gobiernos sucesivos, aplicándose el déficit año tras año (sobre todo a partir de 2005) hasta alcanzar una cifra de 26.000 millones de euros en el año 2012, debido a que, pese a que los precios de la factura eléctrica aumentaran año a año, seguían sin ser suficientes para cubrir los costes.

Comúnmente se suele tender a pensar que el déficit tarifario se produce debido a que el coste de las actividades reguladas supera los ingresos obtenidos por los precios regulados. No obstante, esto es un error producido por el hecho de que la normativa contable obliga a que con el dinero ingresado se pague primero el coste de la electricidad y, posteriormente, se paguen las cantidades de la parte regulada (actividades reguladas, primas a renovables,...), de tal forma que como no se pueden pagar las dos partidas se incurre en un déficit de tarifa, pero como la parte que se deja a deber es la de las actividades reguladas, se tiende a pensar que es por ellas por lo que se produce el déficit. Si la normativa contable estableciera exactamente lo contrario probablemente no se pensaría que son los llamados peajes los que provocan el déficit.

El origen de este déficit tarifario se puede producir por varias razones según Natalia Fabra Portela y Jorge Fabra Utray. Una primera razón podría ser que efectivamente los consumidores estén pagando por la energía eléctrica un precio inferior de lo que cuesta producirla.

Otra de las razones es que exista una sobrerretribución del parque de generación. En relación con esta opción la Comisión Europea afirmó en 2012 que la falta de competencia en el sector había llevado a que se otorgara una compensación excesiva a algunas instalaciones que había contribuido a que se formara el déficit tarifario. Se refiere sobre todo a centrales nucleares e hidroeléctricas, ya completamente

amortizadas, que debido a que la regulación existente no tiene en cuenta los distintos costes que poseen las distintas tecnologías y el hecho de que los precios por kWh son los mismos sea cual sea la tecnología, acaban siendo sobreretribuidas por los pagos regulados vigentes alta 1997 y los altos precios que hubo a partir de entonces.

La tercera razón es que existan costes ineficientes que se podrían eliminar. Alguno de estos costes pueden ser los pagos por capacidad, la asignación de los derechos de CO2 de forma gratuita o los sobrecostes que se producen por la determinación de la TUR mediante el CESUR (los cuales se explicaron anteriormente en el apartado sobre el funcionamiento del mercado).

Para solucionar este déficit existen diversas opciones entre las que se pueden destacar tres<sup>17</sup>: Aumentar la tarifa, financiar los costes con los Presupuestos Generales del Estado y reducir los costes reconocidos a las eléctricas.

Aumentar la tarifa es una solución compleja. La razón de la creación del déficit de tarifa se fue precisamente evitar los aumentos de la tarifa, por lo que aumentarla ahora para cubrir los 26000 millones de deuda para una solución improbable.

Financiar los costes con los PGE podría ser una solución, pero debemos tener en cuenta que en la situación de crisis actual, donde impera una política de austeridad que implica recortes en muchas materias, utilizar los PGE para financiar el déficit de tarifa podría tener graves consecuencias sociales. Lo mismo que utilizar los PGE es, por ejemplo, asignar los ingresos del CO2 a cubrir los costes ya que al final no deja de ser financiar los costes con otros ingresos públicos.

Reducir los costes reconocidos sí que podría ser posible, respetando siempre la seguridad jurídica para no crear incertidumbre. Como se ha dicho anteriormente hay ciertas tecnologías como la nuclear y la hidroeléctrica que están claramente sobreretribuidas, de tal forma que sería posible reducirles los gastos reconocidos sin por ello afectar a la seguridad jurídica.

En cualquier caso el déficit tarifario es una deuda de 26000 millones de euros que se debe a las compañías eléctricas y que normalmente incide en la parte regulada del recibo de la luz, donde se establece una partida para pagar las anualidades de dicho déficit.

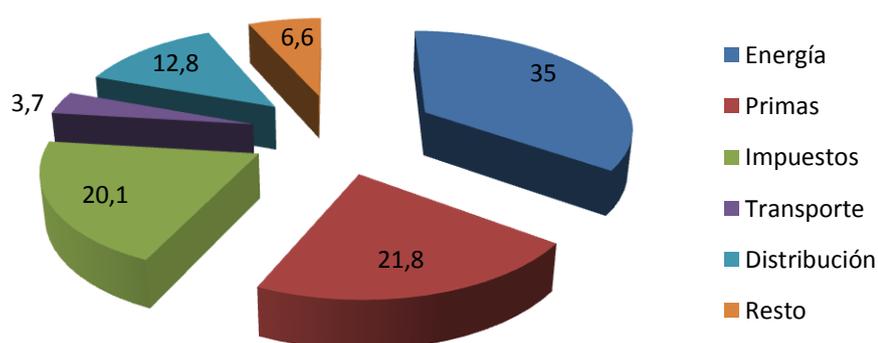
---

<sup>17</sup> El déficit tarifario en el sector eléctrico español. (Jorge Fabra Utray. 2012)

Por tanto, podemos decir que el recibo de la luz tiene dos partes claramente diferenciadas, la de mercado, que tiene que ver con la generación de la energía y la regulada, que consiste en una serie de peajes o partidas que se añaden a la primera y que provocan un significativo aumento del precio final. Ahora bien, a estas dos partes se tienen que añadir también los impuestos, que en el año 2012 supusieron el 20,1% del recibo eléctrico.

<sup>18</sup> Así pues la factura eléctrica se podría desglosar de la siguiente manera (datos 2012):

**Figura 3: Desglose de la factura**



Fuente: UNESA

Como puede comprobarse en el año 2012 en la parte de mercado de la factura eléctrica solamente supuso el 35% del total, siendo el otro 65% la parte regulada. Estos porcentajes pueden variar de unos años a otros en función del coste de la energía y de la decisión del Gobierno de aumentar o reducir los peajes. Por ejemplo los años en los que la energía es cara podrían reducirse los peajes y el porcentaje de los mismos se reduciría en el total de la factura.

Si al precio de la energía le sumamos los costes de transporte y de distribución obtenemos que el suministro de energía implica, aproximadamente, el 50% del total del recibo. Por tanto podemos decir que el 50% del recibo de la electricidad que pagan los usuarios lo conforman los impuestos, las primas a renovables y otras partidas como la moratoria nuclear, los costes por extrapeninsularidad, las anualidades del déficit...

<sup>18</sup> Presentación Sector Eléctrico. (Eduardo Montes presidente de UNESA. 2013. 13).

Iberdrola, en uno de sus anuncios<sup>19</sup>, afirma que de cada 51 euros que paga un cliente residencial medio tan solo 19 van a parar a la electricidad kWh consumida y a las líneas eléctricas necesarias para llevarla, mientras que los otros 32 euros van a parar a costes ajenos al suministro eléctrico.

En conclusión, podemos afirmar que más de la mitad de lo que un hogar medio paga en su recibo eléctrico no responde al consumo de energía, sino a una serie de partidas o peajes que se añaden al mismo. Además, muchas de esas partidas o costes no tienen que ver con auténticos costes de suministro (como podría ser por ejemplo ser el transporte) sino que responden principalmente a decisiones de política energética o fiscal.

---

<sup>19</sup> Anuncio Tu factura de la luz no puede ser más transparente. (Iberdrola. 2013)

## **4. Principales reformas 2013-2014 al mercado eléctrico español**

Desde la aprobación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, como es lógico en una ley que lleva en vigor prácticamente diecisiete años, se han ido aprobando una serie de leyes, reglamentos y ordenanzas que han ido modificando poco a poco el contenido de la misma. Así, por ejemplo, la Tarifa de Último Recurso y su forma de cálculo mediante las subastas CESUR no aparecen hasta el año 2009.

El actual Gobierno, que ya mostro sus ansias de reformar el sector eléctrico a lo largo del año 2012 cuando aprobó una serie de paquetes de medidas (subidas de impuestos y recortes en los costes sobre todo), ha llevado a cabo, durante el año 2013, un ambicioso plan de reformas para solventar los problemas del mercado eléctrico español, que alcanza su cenit con la aprobación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. El objetivo de este trabajo es fundamentalmente analizar el mercado para detectar los posibles problemas que han hecho que el precio de la electricidad aumentara de forma alarmante en los últimos años, por lo que, debido a que muchas de las reformas apenas llevan en vigor tres meses, desde la aprobación de la Ley 24/2013, y todavía no han podido afectar al precio de la electricidad de forma determinante, en el presente trabajo, hasta el momento, se ha analizado la situación del sector eléctrico español sin tenerlas en cuenta. No obstante, como se estima que dichas reformas, sumadas a otras nuevas que se han anunciado y que aún no han entrado en vigor, pueden aportar soluciones a alguno de los problemas de nuestro mercado o añadir algunos nuevos, se considera importante proceder a su análisis, que será el objeto principal de este epígrafe.

### **4.1. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico**

La reforma más importante que se ha llevado a cabo es la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que prácticamente deroga la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En el preámbulo de esta ley se recoge que si bien Ley 54/1997 había servido para llevar a cabo la liberalización del mercado eléctrico, adolecía de una serie de problemas que impedían el equilibrio del sistema a largo plazo, causando el llamado déficit tarifario que asciende a 26000 millones de euros. Este hecho llevo a una situación en la cual se tuvieron que realizar múltiples modificaciones, lo cual llevo a una gran dispersión normativa. Por estas razones se considera que existe la necesidad de una reforma global del sector, para lo que el 26 de diciembre del año 2013 se aprueba la Ley 24/2013, que nace con el objeto de “establecer la regulación del sector

eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste”.

Una de las novedades más importantes es la inclusión de un principio rector de sostenibilidad económica del sector. Dicho principio establece que el déficit, en caso de producirse, no podrá superar el 2% de los ingresos previstos para ese año. Además, la deuda acumulada no podrá superar el 5% de dichos ingresos. Si estas cifras se vieran superadas se produciría una revisión automática de los cargos y peajes. Si por el contrario, en lugar de déficit hubiera superávit, este se destinará a pagar la deuda de años anteriores, no pudiendo reducirse los costes y peajes mientras exista esa deuda.

Otra de las principales reformas de esta ley es la modificación de la TUR. Lo que hasta el momento se conocía como Tarifa de Último Recurso pasa a llamarse Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Por su parte las comercializadoras de último recurso pasan a ser conocidas como comercializadoras de referencia. El termino TUR pasa a referirse solamente a dos tipos concretos de consumidores, aquellos que tienen la categoría de vulnerables (la TUR sería el PVPC menos una bonificación) y aquellos que sin tener derecho al PVPC no tengan un contrato con una comercializadora de mercado libre (la TUR sería el PVPC más un recargo).

También establece una diferencia entre peajes y cargos, siendo los primeros aquellas cantidades que se dedican a pagar los costes de distribución y transporte y los segundos las cantidades que se destinan a cubrir otros “aspectos regulados del sistema”. Se establece además que los peajes y cargos serán idénticos en todo el territorio nacional.

Otra de las reformas importantes que establece la Ley 24/2013 es la que afecta al autoconsumo. Por un lado se establece la obligación de que todos los consumidores que estén acogidos a las modalidades de autoconsumo deben registrar en un registro de autoconsumo creado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Por otro lado, se establece que aquellos consumidores que estén acogidos a las modalidades de autoconsumo deben, cuando estén conectados total o parcialmente, “pagar los mismos peajes de acceso a las redes, cargos asociados a los costes del sistema y costes para la

provisión de los servicios de respaldo del sistema”<sup>20</sup> que los consumidores que no están acogidos al autoconsumo.

También se establece en esta ley, en su artículo 14.3, que los costes de las actividades reguladas se calcularán teniendo en cuenta los costes que serían necesarios para que una empresa bien gestionada y eficiente pudiera llevar correctamente dichas actividades.

Por último, también encontramos entre las principales novedades la reforma del régimen especial. Los términos régimen ordinario y régimen especial se eliminan, de tal forma que todas las instalaciones estarán sometidas a una misma normativa unitaria. Además todas las unidades, salvo algunas excepciones del artículo 25, tienen la obligación de realizar ofertas al mercado. Sobre las antiguas actividades englobadas en el régimen especial, la Ley 24/2013 recoge en su artículo 14.7 que el Gobierno, de forma excepcional, podrá establecer un “régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos”. Por lo tanto, los productores del régimen especial ya no tienen un derecho a una retribución adicional, sino que es una facultad discrecional del Gobierno.

En caso de que ese régimen se estableciera, que se establecería mediante “procedimientos de concurrencia competitiva”, la retribución que obtendrían los beneficiados sería la retribución de mercado más la retribución de régimen especial, que estaría formada por una unidad de potencia instalada (para cubrir los costes de la inversión que no se puedan recuperar en el mercado) y un término a la operación (para cubrir la diferencia, en caso de haberla, entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado). Para calcular la retribución específica se tendrán en cuenta: los ingresos estándar por la venta de la energía generada, el valor estándar de la inversión inicial y los costes estándar de explotación, todos ellos referidos a una instalación tipo (aquella que está bien gestionada y es eficiente) y definidos a lo largo de su vida útil regulatoria.

Ahora bien, este régimen nunca podrá superar “el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos en nivel de igualdad con

---

<sup>20</sup> Artículo 9.3 Ley 24/2013

el resto de tecnologías en el mercado y que permita obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable.”

Esta sustitución de las primas por una retribución complementaria ya se había incluido unos meses antes en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que modificaba el artículo 30.4 de la Ley 54/1997 y derogaba el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo entre otros. Por tanto, se puede decir que en este aspecto la Ley 24/2013 recoge lo antes establecido por dicho Real Decreto-ley.

Las instalaciones con derecho a percepción de prima, seguirán percibiéndola con carácter de pago a cuenta, de la forma en que recoge el Real Decreto-Ley 9/2013 en su disposición transitoria tercera.

#### **4.2. Nueva forma de cálculo del PVPC.**

El día 19 de diciembre del pasado año se celebró la subasta CESUR número XXV. El resultado de dicha subasta fue un aumento del precio de la energía de un 26,5%, lo que suponía un aumento del precio de la electricidad del primer cuatrimestre de 2014 de más de un 11%. Ante una subida tan alta como esta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizó una investigación que concluyó que se habían realizado una serie de extraños movimientos que podían haber alterado el suceso de la misma (por ejemplo, la subasta terminó en la ronda 7 cuando hasta la fecha nunca había terminado antes de la 12). Así pues, se procedió a la anulación de la subasta y el Secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal Belda, emitió la Resolución de 20 de diciembre de 2013, por la cual el precio determinado en la CESUR no debía ser tenido en cuenta.

Ante esta situación, el Gobierno decidió fijar una subida del 2,3% con carácter provisional, de tal forma que si la subida del precio medio del primer cuatrimestre de 2014 resultaba inferior a dicha cantidad se debería devolver el dinero a los consumidores, pero si la cantidad fuera superior entonces serían los consumidores los que soportarían dicho recargo.

Los problemas de la subasta CESUR XXV terminaron de convencer al Gobierno de que era necesario buscar otro sistema para la fijación del precio voluntario al pequeño consumidor (antes TUR). Así pues, el pasado mes de febrero, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, José Manuel Soria López, anunciaba la eliminación de las subastas CESUR. En su lugar, la fijación del PVPC vendría marcado por los resultados del mercado mayorista. La mayor implicación de esta medida, que tiene previsto ponerse en funcionamiento el día 1 de abril (lo cual ha sido bastante criticado por las compañías que afirman que es imposible aplicarlo en esa fecha), es que el precio de la electricidad cambiaría cada hora, de tal forma que si se consumía en las horas más baratas (por ejemplo las 4 de la mañana) se podría reducir el precio de la factura, sucediendo lo contrario si se consumiera en las horas más caras.

Para poder llevar a cabo este tipo de fijación de precios es necesario que todos los consumidores tengan en su casa un contador inteligente, es decir, capaz de contabilizar los distintos precios de la luz para las diferentes horas del día. En la actualidad, la mayoría de los hogares no poseen este tipo de contador, que será obligatorio a partir de 2018, por lo que se les aplicaría el precio promedio a los meses de facturación, de tal manera que no se distinguiría por horas.

Alguna de las ventajas de este sistema es que podría redundar en una bajada de los precios producto de la eliminación de los intermediarios, además de que permitiría a los consumidores tener un cierto control sobre el importe de la factura, ya que dependiendo de la hora que consuman esta será mayor o menor, por lo que podrían reducirlo si consumieran en las horas más baratas.

Además, siempre existe la posibilidad de acudir a las comercializadoras de libre mercado, ya sea para realizar contratos bilaterales como los existentes hasta ahora, o para la contratación de un nuevo tipo de contrato estándar en la que se fije una tarifa de carácter anual. La ventaja de este nuevo tipo de contrato es que sabes de antemano el precio que vas a tener que pagar, con independencia de los resultados del mercado mayorista. La desventaja es que las empresas fijaran un precio más alto para evitar el riesgo que tendrían que soportar por fijar una tarifa para todo un año.

## **5. Mercados eléctricos en nuestro entorno**

En este apartado se procederá a realizar un análisis de alguna de las características de los mercados eléctricos de nuestro entorno, con el objetivo de comprobar si existen diferencias importantes que puedan determinar el precio.

En primer lugar me gustaría analizar los órganos reguladores del sistema eléctrico (los equivalentes a la CNE) en los países de nuestro entorno. En cuanto a la naturaleza de dichos órganos, en nuestro entorno existen diversos países que poseen órganos reguladores independientes del Gobierno. Según el informe Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012 (PWC. 2011. 10), Francia, Reino Unido, Italia, Bélgica o Austria son ejemplos de países en los que estos órganos son independientes del gobierno, como en España, mientras que, por ejemplo, en Finlandia, Suecia, Noruega o Hungría, no lo son. Por otro lado, en cuanto a su capacidad para fijar tarifas el mismo informe afirma que tienen capacidad de fijación en Italia, en Austria o en Finlandia, por ejemplo, mientras que en Francia, España o Bélgica no la tienen. Por último, en todos los países mencionados el órgano regulador tiene capacidad sancionadora, salvo en España, donde la Comisión Nacional de la Energía carece de dicho poder (aunque si lo posee la Comisión Nacional de la Competencia, ahora integrada en la CNMC junto con la de la energía y la de las telecomunicaciones).

En cuanto a las tarifas, basándose en el Estudio comparativo sobre suministro eléctrico en diez países de Europa (Facua. 2014), se puede afirmar que España tiene una de las energías más caras de Europa. Este estudio realiza una comparación entre 8 países de la Unión Europea (España, Grecia, Francia, Hungría, Italia, Estonia, Portugal y Chipre) y dos que son posibles candidatos (Serbia y Albania). De las analizadas, la tarifa regulada más barata es la de Hungría, siendo la de España un 48% superior (siempre antes de impuestos), solo superada por Chipre y Portugal. Otra de las más baratas es Albania, donde la tarifa es regulada por una entidad independiente, el ERE, que la fija consultando a la sociedad civil y a las empresas. También cabe mencionar que en Estonia, donde no hay tarifas reguladas, el precio del mercado libre es un 68,3% más barato que en España.

En cuanto a impuestos y gastos adicionales a la tarifa, siguiendo el mismo estudio de Facua, nos encontramos con lo siguiente:

País	IVA	Otros
Albania	20%	Tarifa para instalaciones conjuntas (0,056 euros el kWh) y tarifa fija (1,422 euros mensuales).
Chipre	18%	Obligación servicio público (0,00136 euros el kWh) tasa energías renovables (0,005 euros el kWh).
España	21%	Impuestos indirectos (27,19% incluido el IVA) y el alquiler de los contadores (0'81 euros mensuales).
Estonia	20%	
Francia	5,5% <36 kVA 19,6% >36 kVA	Contribución al transporte, contribución al servicio público eléctrico, impuestos municipales (8%) e impuestos de los departamentos (4%)
Grecia	13%	Impuestos especiales y un impuesto de contaminación (5%)
Hungría	27%	Ayudas al carbón (0,005 euros kWh), tasa estándar de distribución (0,482 euros mensuales) y un canon de (0,047 euros kWh)
Italia	13,3%	100 euros en costes de sistema, entre los destacan ayudas a renovables (92,73%), eficiencia energética (2,8%) y seguridad nuclear (2,3%)
Portugal	23%	
Serbia	18%	

En la tabla se puede ver por ejemplo que los únicos con mayor IVA que España son Hungría y Portugal. Además, se puede ver como hay países que como España dedican grandes ayudas a las renovables, como Italia.

Por último añadir que el contador es gratuito en la mayoría de estos países, al contrario que en España.

## **6. Conclusiones**

Como se ha visto hasta ahora en este análisis en nuestro país existen una serie de circunstancias peculiares que pueden afectar de forma determinante a los precios.

La primera de esas circunstancias la encontramos en la estructura de mercado. El sector eléctrico español es claramente oligopolística, siendo cinco grandes grupos empresariales (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, EDP-HC y E.ON) los que controlan la mayor parte de la generación (casi el 70%), de la distribución (97,7%) y de la comercialización (100% PVPC y más del 80% del mercado libre). Como sabemos, en los mercados de estructura oligopólica se producen una serie de ineficiencias que pueden producir que se aumenten los precios. Ahora bien, en Europa existen países donde la concentración empresarial del mercado eléctrico es mayor que en España y, sin embargo, los precios son más bajos, por lo que no podemos decir que la concentración empresarial en sí misma aumente los precios. No obstante, lo que sí que existe en otros países de Europa es un órgano regulador del sistema con capacidad sancionadora, al contrario de lo que ocurría en España. En nuestro país la Comisión Nacional de Energía no tenía capacidad sancionadora, siendo la Comisión Nacional de Competencia la que se encargaba de abrir expedientes sancionadores. No obstante, la CNC estaba absolutamente sobrecargada de trabajo y cuando actuaba sus sanciones no eran muy elevadas. Así, por ejemplo, en el año 2011 multó a las cinco compañías de UNESA con 61,2 millones de euros por realizar prácticas anticompetitivas y pactar precios. Esta cantidad puede parecer grande, pero Endesa, que fue multada con 26,61 millones, obtuvo en el año 2011 unos beneficios de 2.212 millones de euros e Iberdrola, multada con 21,61 millones, obtuvo unos de 2805 millones, por lo que la cantidad de la multa representa solamente una pequeña fracción de sus ganancias. Por tanto, estas empresas gozan de una cierta impunidad y, combinando este hecho con la estructura oligopólica del mercado, se puede concluir que se pueden haberse puesto en práctica actuaciones que hayan servido para aumentar el precio (cabe recordar que la XXV subasta CESUR fue anulada porque había indicios de prácticas extrañas que supusieron un aumento del 11% de los precios). Por tanto, si bien se podría afirmar que si hubiera un órgano regulador con mayor poder (la recién creada CNMC, que ha absorbido a la CNE y a la CNC, podría serlo) tal vez no existieran estos problemas, también se podría afirmar que

si se eliminara la situación oligopolística existente en el sector y hubiera más competencia, los precios serían más bajos.

Otra de las principales circunstancias que producen el aumento de los precios la encontramos en el funcionamiento del mercado, concretamente en la subastas CESUR. Los intermediarios que participan en estas subastas y que obtienen las adjudicaciones solamente obtienen beneficios cuando el precio del mercado mayorista resulta menor que el precio por el que reciben las adjudicaciones, por tanto siempre tratarán de que el precio por el que se comprometen a ofrecer la electricidad a las CUR sea mayor que el precio del mercado mayorista, lo que produce que la subasta CESUR sea inflacionista. También existe la posibilidad de que los intermediarios que participan en dicha subasta sufran pérdidas, no obstante, la realidad nos muestra que en la gran mayoría de las subastas se ha alcanzado un precio que ha sido superior al del mercado mayorista, obteniendo los intermediarios ese beneficio. Ahora bien, esa diferencia entre el precio de la CESUR y el mercado mayorista, que supone los beneficios de los intermediarios, provoca un sobrecoste a los consumidores que en caso de acudir directamente al mercado mayorista no se produciría. Por lo que en definitiva la CESUR provoca un encarecimiento de la electricidad que acaban pagando los consumidores en la TUR (actualmente PVPC).

Este problema ha sido solucionado por el actual Ministro de Industria, Energía y Turismo, que ha decidido suprimir estas subastas CESUR, en gran medida por el resultado de la subasta número XXV del 19 de Diciembre, de tal forma que los precios pasan a fijarse teniendo en cuenta el mercado mayorista (dicha medida entra en vigor el día 1 de abril). Este hecho supone, para las personas que vayan a acogerse al precio promedio, en una reducción de la tarifa por el simple hecho de eliminar a los intermediarios. En el caso de aquellos que tengan un contador inteligente y estén en la modalidad de pago por horas, este ahorro podrá ser mayor aún si consumen en las horas más baratas, aunque se reducirá si consumieran en las más caras, por lo que el ahorro en las facturas no tiene por qué notarse de la misma forma.

No obstante, incluso con estos problemas el precio de la energía ha disminuido a lo largo de los últimos años, por lo que no podemos dejar de dar a razón en parte a Eduardo Montes, presidente de UNESA, que en la entrevista concedida al programa Salvados: La

pobreza energética, la pobreza invisible (La Sexta. 2014), afirma que la tarifa de la luz había subido por los costes regulados.

Uno de los costes regulados que más ha hecho aumentar el precio de la electricidad ha sido el de las primas al régimen especial. El problema principal de estas primas es que cuando se establecieron no se limitó la cantidad de compañías que podrían acogerse. Como resultado, la cantidad de empresas acogidas y la cantidad de energía generada fue mucho mayor de la esperada, pero aún así tenían derecho a primas. Este hecho produjo que la partida destinada al régimen especial creciera enormemente, muy por encima de lo que se esperaba, elevando los precios de la electricidad y el déficit tarifario. Ahora bien, tampoco debemos considerar las primas al régimen especial como el origen de todo el problema, como se apunta desde algunos sectores. Hay que recordar que los productores que generan electricidad con energías renovables ofertan dicha electricidad a precio 0, lo que supone una reducción del precio de casación que a su vez supone que se reduzca el precio de la electricidad.

El problema de las primas al régimen especial ha sido atajado en parte con la última reforma, que acaba con dicho régimen y con el derecho a una retribución específica, de tal forma que será el Gobierno quien decida cuando se establece o no dicha retribución. Dicha reforma ha sido criticada por una cierta falta de seguridad jurídica, ya que les reconoce a este tipo de generadoras una “rentabilidad razonable” si se establece la retribución específica, término ambiguo pero que precisamente por dicha ambigüedad puede aportar mayor flexibilidad que el antiguo sistema.

Otros costes regulados, como la moratoria nuclear o los ya extintos CTC (Costes de transición a la competencia) suponen también aumentos en el coste de la factura que no tiene que ver con la electricidad y que en parte suponen una sobrerretribución a las eléctricas. Dichos costes también han supuesto un aumento de los precios y del déficit de tarifa.

Otro de los problemas que han producido que aumente el precio y que producirá que aumente en el futuro, es el propio déficit tarifario. Como apuntamos antes el este déficit es la diferencia entre los ingresos de las compañías y los costes reconocidos, que se produce principalmente porque los sucesivos gobiernos no han querido subir la factura

lo suficiente para cubrir los costes reconocidos. El problema es que este déficit es una deuda que no se condona, de tal forma que lo que no se paga porque no se quiere subir la factura se acabará pagando añadiendo, además, sus intereses, de tal forma que al final el precio subirá más de lo que hubiera subido si se hubiera decidido aumentar la factura directamente. Por tanto, la decisión política de diferir el pago de dichas cantidades acaba suponiendo un sobrecoste a los consumidores igual a los intereses generados durante el período que dure la prórroga.

Por último, decir que otro de los factores que influye en las subidas de los precios de la electricidad son los impuestos. Como se ha podido observar, hay diversos países en Europa que tienen un IVA sobre la electricidad menor que el nuestro, por ejemplo Italia, cuyo IVA en este sector es del 13,3%. La decisión de que el IVA sea del 21% en nuestro país no tiene nada que ver con el sector eléctrico, sino que es parte de la política fiscal. Esta política fiscal de aumento de impuestos produce, obviamente, aumentos en el precio de la electricidad que tienen que ver con el afán recaudatorio más que con el propio sector eléctrico. En relación con esto cabe señalar que la electricidad es un bien necesario y consumido por todos, desde las familias hasta las empresas. Un aumento del precio de la electricidad implica mayores costes para las empresas, que no podrán contratar y algunas tendrán que cerrar, y menos renta disponible para los ciudadanos, que no podrán consumir, por dichas razones una reducción del IVA en este sector podría reducir el precio de la electricidad sin que por ello las arcas públicas se vieran dañadas, ya que se beneficiarían del efecto positivo que tendría sobre el mercado en general.

Resumiendo, los principales problemas que han hecho que aumente el precio de la electricidad en nuestro país de una forma alarmante son:

-Una estructura oligopólica que da un gran poder a los agentes del mercado, los cuales pueden llevar a cabo actividades para reducir aún más la competencia y pactar precios, como de hecho se ha producido.

-Un incorrecto sistema de fijación de la TUR (ahora PVPC) basado en las subastas CESUR que ha implicado unos costes extra iguales a los beneficios de los intermediarios que participaban en dicha subasta.

-Una serie de errores y malas decisiones políticas, que en varios casos tenían objetivos diferentes al correcto funcionamiento del mercado, con respecto a la componente regulada de la tarifa eléctrica que han supuesto que alguna de las partidas creciera enormemente y que propiciaron la creación de una deuda de 26000 millones de euros que deberemos pagar en los próximos años.

Por lo tanto, será sobre estos factores sobre los que deberán incidir las reformas para evitar que en el futuro se produzcan subidas tan enormes en el precio de la energía eléctrica como las que se han producido en los últimos años.

## **7. Bibliografía**

Marco Legal Estable: Economía del Sector Eléctrico Español 1988-1987. (Red Eléctrica de España, 2008, p. 39-47)

Entiende el mercado eléctrico español. (Cristóbal J. Gallego y Marta Victoria. 2012). Observatorio Critico de la Energía.

<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Paginas/sectorElectrico.aspx>

<http://www.unesa.es/>

Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad julio 2011-Junio 2012. (CNE, 2013, p. 53).

Competencia multa a las eléctricas con 61 millones por ahogar el mercado. (Santiago Carcar. 2011. El País).

<http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/diario-e-intradiario/mercado-diario>.

<http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/diario-e-intradiario/mercado-intradiario>.

<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/Tarifas/MercadoLiberalizado/Paginas/index.aspx>

<http://www.minetur.gob.es/energia/Tur/Queestur/Tarifas/Paginas/LasTarifas.aspx>

Liquidación de las primas equivalente, primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial 2012. (CNE. 2013. p. 20).

El marco regulatorio y funcionamiento de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) en España. (CNE. 2012. p. 3).

Plan Energético Nacional 1983.

Ley 40/1994 de 30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

Real Decreto 470/2006, de 21 de abril por el que se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear como coste con destino específico..

Déficit Tarifario en el sector eléctrico español. (Natalia Fabra Portela y Jorge Fabra Utray. 2012).

El déficit tarifario en el sector eléctrico español. (Jorge Fabra Utray Mayo. 2012).

Sector Eléctrico. (Eduardo Montes presidente de UNESA. 2013. P.13).

Tu factura de la luz no puede ser más transparente. (Iberdrola. 2013).

Ley 40/1994, de.30 de diciembre, de ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Resolución de la Secretaria de Estado de Energía de 20 de diciembre de 2013.

Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Diez temas candentes del sector eléctrico español para 2012. (PWC. 2011. 10).

Estudio comparativo sobre suministro eléctrico en diez países de Europa (Facua. 2014).

Salvados: La pobreza energética, la pobreza invisible. (La Sexta. 2014).