



Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales

**TRABAJO FIN DE GRADO
GRADO EN ECONOMÍA**

**ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO:
Desde generación hasta comercialización**

Mikel Colás Elizalde

**DIRECTORA
Nuria Osés Eraso**

15 de enero de 2016

Pamplona-Iruña

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo de este trabajo es el de analizar el sector eléctrico. El análisis incluye una detallada descripción de los principales agentes que interactúan en el sector (generación, transporte, distribución y comercialización), las principales características competitivas del mercado y los principales determinantes del precio de la electricidad. El mercado eléctrico es complejo y todos los actores involucrados tienen problemas económicos que dificultan el análisis. No es un mercado competitivo basado únicamente en la oferta y la demanda, sino que hay otros factores que deben tenerse en cuenta, como las externalidades en la generación de electricidad y los monopolios naturales en el transporte y la distribución. Además, el Gobierno aplica medidas regulatorias que dificultan la comprensión del mercado y la fijación de precios.

PALABRAS CLAVE

Energías renovables, combustibles fósiles, electricidad, competitividad, coste reconocido, medioambiente

EXECUTIVE ABSTRACT

The aim of this work is to analyze the electricity sector. The analysis includes a detailed description of the main agents that participate in the sector (generation, transportation, distribution and commercialization), the competitive features of the market and the main determinants of the electricity price. The electricity market is a complex one and all actors involved have economic problems that difficult the analysis. It is not a competitive market based on demand and supply. There are other factors that should be taken into account such as externalities in electricity generation and natural monopolies in transportation and distribution. In addition, the Government implements regulatory measures that make difficult the comprehension of the market and the price setting.

KEY WORDS

Renewable energy, fossil fuels, electricity, competitiveness, cost recognized, environment

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
2. GENERACIÓN ELÉCTRICA	4
2.1. Las energías renovables y no renovables	6
2.2. Impacto ambiental de la generación de electricidad.....	10
3. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	14
3.1. Importaciones y exportaciones nacionales e internacionales.....	14
3.2. Competencia del sector eléctrico en el transporte: Las restricciones en la red	16
3.3. La distribución y su posición geográfica del mercado	16
4. COMERCIALIZACIÓN	17
4.1. Comercializadoras del Mercado Libre (CML).....	18
4.2. Comercializadoras de Último Recurso (CUR)	18
5. FORMACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD Y FACTURACIÓN	21
5.1. Los costes de producción de la energía.....	21
5.2. Los peajes de acceso	26
5.3. Otros peajes e impuestos aplicados en factura	31
6. ¿PAGAMOS LA ELECTRICIDAD MÁS CARA DE EUROPA?	33
7. CONCLUSIONES	34
8. BIBLIOGRAFÍA	37

1. INTRODUCCIÓN

El sector energético es un sector fundamental y estratégico como motor de cambio de la sociedad, pero además como motor económico. El sector eléctrico es un sector muy significativo en la economía por su aportación sobre el Producto Interior Bruto (PIB), por las elevadas inversiones que se realizan en el sector, por el empleo que genera y por el efecto multiplicador que se ejerce sobre otros sectores generadores de riqueza (energiaysociedad.es/).

El sector eléctrico tradicionalmente fue calificado como un mercado monopolístico hasta el año 1997, año en que se promulgó la ley 54/1997 del 27 de noviembre, en la que se aprobaba la liberalización parcial en lo que respecta a las actividades de generación y comercialización del mercado eléctrico, llegando a un acuerdo conocido como el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL). Sin embargo, las actividades de transporte y distribución quedaron reguladas por el Estado. Con este acuerdo se dejaba atrás la antigua regularización del Marco Legal Estable (MLE) vigente entre los años 1988 y 1997 donde el Estado era el principal intervencionista al considerarse la electricidad como un elemento básico para el desarrollo del país, asumiendo la responsabilidad de organizar y planificar todo el sistema.

De esta forma, podemos decir que en el mercado eléctrico existen cuatro principales actores que interactúan en el sistema eléctrico: generación, transporte, distribución y comercialización, tal y como aparece reflejado en la ilustración 1.

Ilustración 1 – Principales actividades del sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia

En este TFG se realizará un análisis de estas cuatro actividades, explicando en qué consisten, detallando los principales problemas que presentan o explicando cuáles son las principales características para la competencia, así como el poder que se ejerce en ciertas actividades relacionadas. El sistema de producción o generación de energía eléctrica se encuentra actualmente en un proceso de plena transformación dando mayor importancia a las energías procedentes de las tecnologías renovables. Una de las prioridades económicas y políticas de la Unión Europea es el de luchar contra el cambio climático y los efectos que provoca sobre el medioambiente:

Con la implantación del MIBEL, Red Eléctrica de España sería el encargado del transporte eléctrico. De esta manera, se verán los intercambios realizados y se explicarán cuáles son las principales características para la competencia en el transporte y cómo se distribuyen geográficamente las principales distribuidoras.

En la actividad de comercialización se explicarán cuáles son sus principales funciones y se diferenciarán dos tipos de comercializadoras: las Comercializadoras Último Recurso (CUR) y a las Comercializadoras del Mercado Libre (CML).

A lo largo del trabajo se mostrarán diferentes gráficas con datos para un día concreto (28/09/2015) que serán útiles para comprender y realizar un análisis de la formación del precio de la electricidad para ese mismo día analizando las partidas se integran en ella.

Para finalizar, una vez analizado el mercado y de haber visto cómo es su funcionamiento, los problemas que existen en el sector y cómo se forman los precios se realizará un análisis de la evolución del precio de la electricidad.

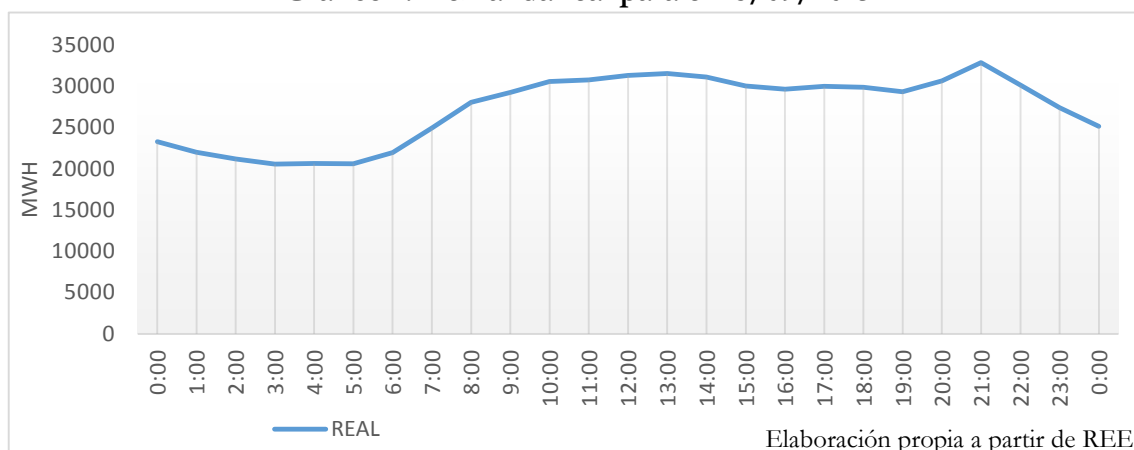
2. GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación la llevan a cabo los productores y son los encargados de producir la electricidad a partir de un determinado recurso energético para después vender la energía en los mercados mayoristas. A día de hoy existen numerosas alternativas con características muy diversas y la forma de generarla, junto a la repercusión sobre el medioambiente, es una de las principales preocupaciones existentes a nivel mundial (Gallego y Victoria, 2012).

Las principales características para la competencia en la generación eléctrica son las siguientes (Fabra y Fabra Utray, 2010):

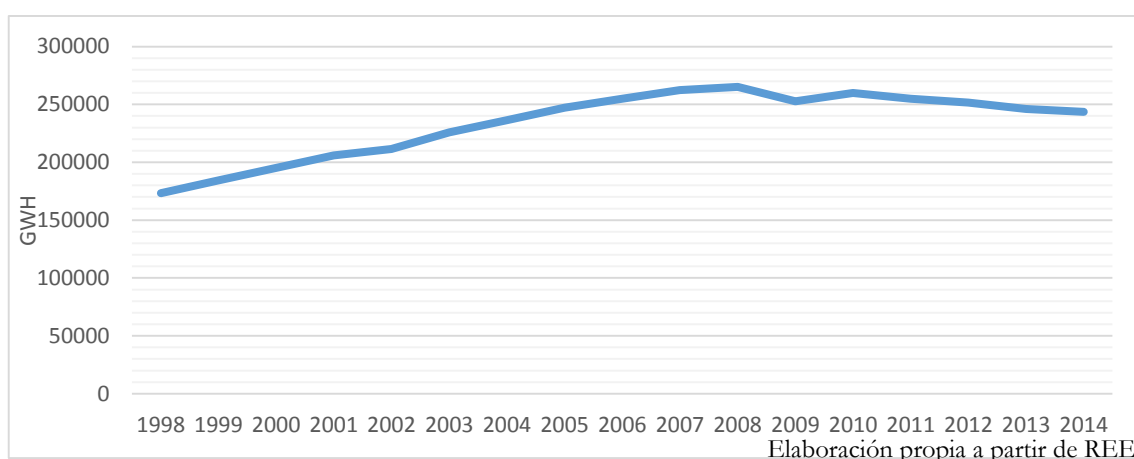
- a) La energía eléctrica es difícilmente almacenable y la mayoría de productores optan por almacenar sólo en pequeñas proporciones porque tiene un elevado coste y su aplicación a gran escala no es viable. Aunque la oferta y la demanda de electricidad se igualen, siempre existe la posibilidad de que ocurran cortes indiscriminados en el suministro eléctrico ya sea por las condiciones atmosféricas que son impredecibles, por fallos en las centrales, o por las aportaciones procedentes de los recursos renovables que no siempre son constantes en cuanto a producción. Es por ello que es preciso mantener un margen de reserva en la generación para contrarrestar esos déficits o superávits y así abastecer a la demanda en todo momento.

Gráfico 1. Demanda real para el 28/09/2015



En el gráfico 1 se puede observar que la demanda real a lo largo del día puede ser muy variable. En él podemos ver que el mayor nivel de demanda se da en el tramo de las 19.00h y las 21.00h (esto es muy variable dependiendo de la estación y de la entrada y la salida del sol de cada día) pero no solo depende únicamente de ello.

Gráfico 2. Evolución de la demanda (1998-2014)

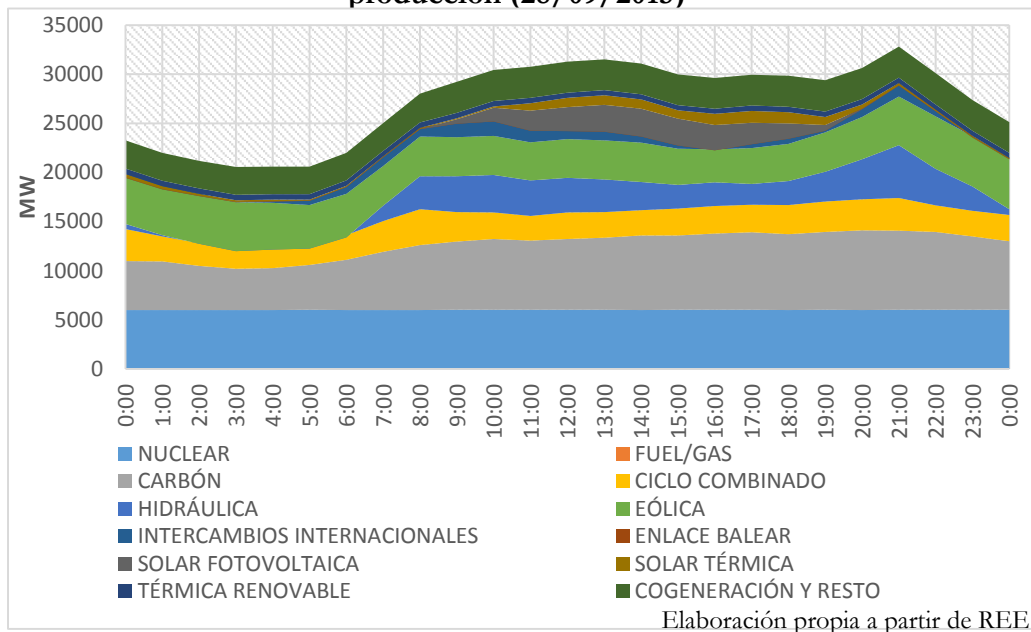


En el gráfico 2 podemos observar la evolución de la demanda eléctrica desde el año 1998 hasta 2014. En él, podemos ver que la primera vez que la demanda eléctrica se redujo fue en el año 2008 debido, principalmente, a las consecuencias de la crisis económica.

- d) En España en el sector de la generación eléctrica se pueden identificar determinadas barreras a la entrada de diferente carácter a nuevos competidores que desean acceder al mismo sector. Según la CNMC, las más relevantes son:
- Existencia de retrasos administrativos para la instalación de nueva capacidad
 - El elevado grado de concentración empresarial que perjudica a nuevos entrantes
 - La existencia de activos estratégicos y las derivadas de la integración vertical entre generación, distribución y suministro de electricidad por parte de algunos operadores.

- e) La diversificación de tecnologías es necesaria para mantener la seguridad del suministro, para hacer frente a las oscilaciones de demanda eléctrica y para mantener la estabilidad de precios. De hecho, en España y en la mayoría de países, no existe disponibilidad suficiente para cubrir la necesidad de producción de energía eléctrica proveniente de una sola materia. Existen diversas fuentes de energía destinadas a producir electricidad las cuales se pueden dividir en dos grandes grupos: renovables y no renovables.

Gráfico 3. Generación eléctrica a partir de las distintas tecnologías de producción (28/09/2015)



En el gráfico 3 se puede observar que a lo largo del día y para cada hora, la generación eléctrica a partir de las distintas tecnologías de producción puede ser muy variable ya que dependen altamente de las condiciones climatológicas que se den en ese momento.

2.1. Las energías renovables y no renovables

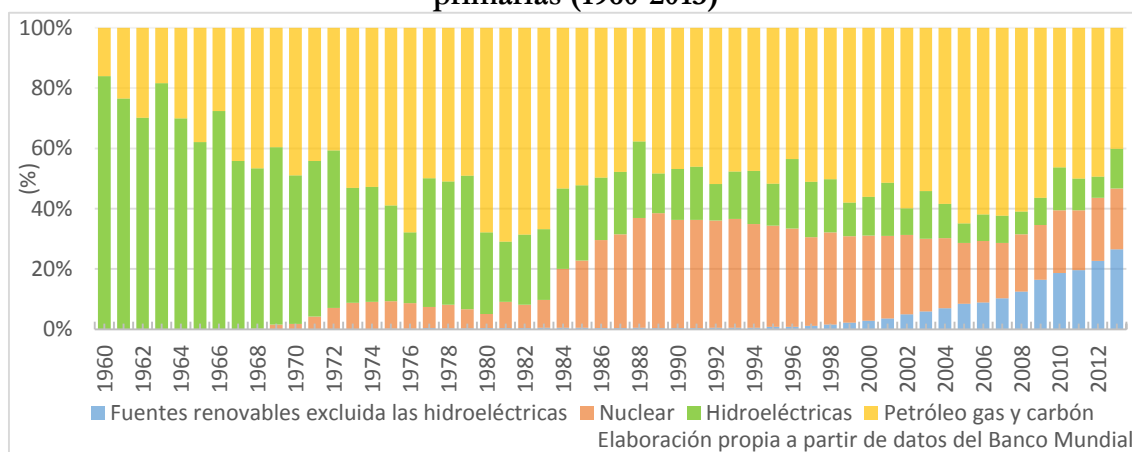
Para distinguir entre fuentes de energías renovables y no renovables, analizamos la relación entre el uso actual de las fuentes de energía y su disponibilidad futura. Si no hay relación entre el uso actual y la disponibilidad futura o si se puede regenerar de forma natural conforme se va consumiendo, hablamos de energías renovables. Si el consumo actual condiciona la disponibilidad futura, hablamos de energías no-renovables. De esta forma, las energías no renovables son aquellas procedentes de los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) o de la energía nuclear (mediante fisión y fusión nuclear). Actualmente el sistema

energético a nivel mundial está basado principalmente en la generación de energía a partir de combustibles fósiles.

Por otra parte, las fuentes de energía renovable no tienen altas repercusiones sobre el medioambiente como lo pueden tener las energías no renovables, pero presentan otro tipo de problemas. Además, tienen un mayor coste de desarrollo que las no renovables ya que todas las tecnologías no son igual de competitivas.

Para realizar un estudio de la evolución de la producción total de electricidad a lo largo de los últimos años, tanto de energías renovables como de las no renovables nos basaremos en la base de datos publicada por el Banco Mundial (bancomundial.org/).

Gráfico 4. Evolución histórica de la producción de electricidad total por fuentes primarias (1960-2013)



En el gráfico 4 se ve reflejada la evolución anual en el período 1960-2013, en términos porcentuales, de la producción de electricidad total generada a partir de los diferentes recursos disponibles tales como; la energía nuclear, petróleo, gas, carbón, y de las fuentes renovables e hidroeléctricas. Se observa que históricamente la electricidad procedente de fuentes no renovables ha sido la que más ha predominado hasta la actualidad. En el gráfico 4 destaca la producción total de energía generada en centrales hidroeléctricas desde 1960 hasta 1970 ya que en épocas franquistas hubo una elevada inversión en esta tecnología. Sin embargo, la forma de obtener energía más común desde 1960 hasta la actualidad ha sido mediante la combustión de combustibles fósiles tales como el carbón, el petróleo y el gas natural.

El carbón tuvo un papel muy relevante durante la primera revolución industrial y fue una de las principales fuentes primarias para obtener energía eléctrica hasta los años 60 debido a que empezó a ser sustituido por el petróleo (Fundación para Estudios sobre la

Energía, 2008). Desde 1959, la obtención de energía a partir del petróleo fue la que más predominó hasta la crisis del 73, momento en el que el carbón volvió a cobrar mayor importancia hasta que concluyó la crisis del petróleo. Tanto el carbón como el petróleo son utilizados por su alto poder calorífico para producir electricidad. En el año 1969 se empezó a utilizar el gas natural como una nueva fuente importante para producir electricidad en centrales térmicas ya que ofrece mejores ventajas tales como una menor contaminación hacia el medio ambiente, un mayor poder calorífico y un precio más bajo respecto al petróleo y al carbón. En España se importa gas natural principalmente desde el Golfo Pérsico, Argelia y Nigeria.

Tal y como se puede observar en el gráfico 4, desde el año 1960 hasta el año 1982 la producción de electricidad a partir de estas fuentes fue en aumento, pero con algunas fluctuaciones debido a los cambios económicos y políticos que hubo en España entre los años 70 y 80. La utilización de combustibles fósiles disminuyó a partir de los años 80 debido al desarrollo de la energía nuclear como otra alternativa de obtener electricidad.

La energía nuclear es la segunda fuente de generación de electricidad después del petróleo. La electricidad es obtenida en centrales nucleares mediante fisión o fusión de uranio enriquecido. En España es preciso importarlo casi al 100% de otros países como Rusia o Namibia ya que resulta más rentable su importación que la propia extracción en el mismo país. La generación de electricidad procedente de la energía nuclear es constante durante el día, esto se puede observar en el gráfico 3 en el que se observa que la cantidad de electricidad producida a lo largo de un día no varía. Su actividad comienza a tener mayor importancia a principios de los años 70 con una tendencia creciente hasta los años 90, llegando a representar casi un 40% de la producción total de energía. A partir de los años 90 se empieza a reducir ya que, a pesar de que se pueden producir grandes cantidades de energía eléctrica a precios más bajos, la repercusión sobre el medioambiente es muy elevada representando unos impactos muy negativos y de gran duración debido a los elevados niveles de radiación que puede llegar a provocar en caso de accidente en las centrales. En la actualidad el uso de la energía nuclear está regulado por el Estado.

Las energías renovables han ido ganando importancia desde finales del siglo XX hasta la actualidad. Actualmente las principales tecnologías renovables de generación eléctrica son: la eólica, solar, biomasa e hidráulica. Cada tecnología ha tenido un crecimiento muy desigual.

Gráfico 5. Evolución de la producción de electricidad a partir de energías renovables

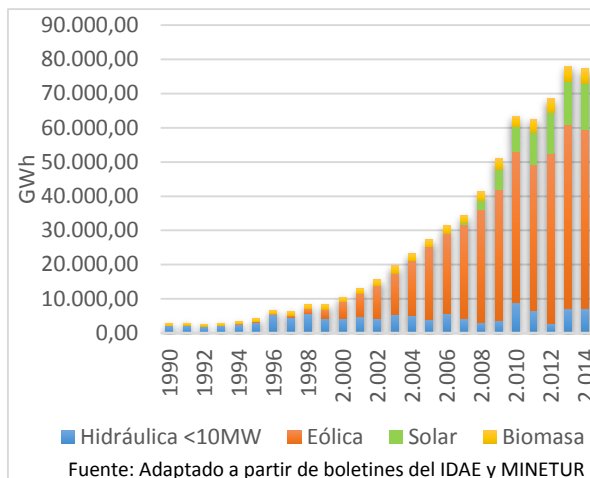
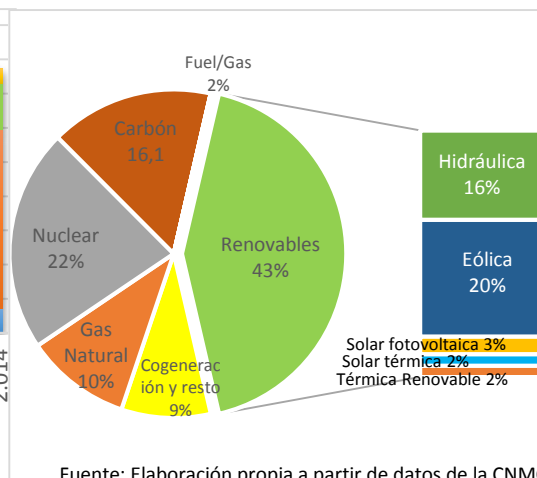


Gráfico 6. Estructura de generación eléctrica. Cobertura de la demanda eléctrica en 2014



La energía eólica se obtiene mediante el aprovechamiento del viento (energía cinética) para producir el movimiento de los aerogeneradores y transformar la energía eólica en energía mecánica y producir electricidad. Además, es una de las energías renovables más antiguas y de las que más se han desarrollado desde el año 1996, tal como se puede observar en el gráfico 2 hasta la actualidad.

Actualmente España es uno de los países de la Unión Europea, después de Alemania, que más ha avanzado en esta tecnología llegando a ser una de las más competitivas y más eficientes. Como podemos observar en el gráfico 5, la energía eólica en el año 2014 produjo 52.261 GWh¹ lo que significa un 20,3% de la estructura de generación eléctrica.

La energía eólica, al igual que la energía solar conlleva más costes de desarrollo que otras tecnologías de producción eléctrica, pero cada vez se está consiguiendo que los costes se reduzcan conforme se van realizando nuevas mejoras en las tecnologías.

Como podemos observar en el gráfico 5, la energía solar es la segunda tecnología que más se ha desarrollado desde 2008 hasta la actualidad por detrás de la eólica. La energía eléctrica se obtiene mediante el aprovechamiento de radiación electromagnética procedente del sol mediante paneles solares fotovoltaicos o termoelectrónicos.

España en el año 2008 se convirtió en el país con más paneles fotovoltaicos instalados a nivel mundial ya que el Gobierno subvencionaba e invitaba a invertir en esta tecnología de producción considerándola como una inversión muy rentable. Sin embargo, las consecuencias de la crisis económica han provocado que desde 2008 las subvenciones y otro tipo de ayudas que antes el Gobierno les concedía a los que decidían por invertir en esta

¹ 1 Gigavatio-hora (GWh) = 1000 Megavatio-hora (MW) = 1.000.000 Kilovatio-hora (kWh)

tecnología se redujeran y no resultase tan beneficioso invertir en ella. Además, los paneles fotovoltaicos no son capaces de generar tanta energía como la eólica ya que dependen de la luz solar que sólo es aprovechable durante el día. La evolución de esta tecnología de producción se ha estancado hasta el año 2014 y dentro de la generación eléctrica total representó apenas un 2%. Sin embargo, esto no significa que invertir en energía solar sea una mala inversión a medio o largo plazo ya que cada vez se consigue una mayor producción y a precios más reducidos. En el año 2014, como podemos observar en el gráfico 5, la producción total de energía eléctrica a partir de energía solar fue de 13.652,62 GWh. Tanto la energía solar como la energía eólica son dos fuentes muy relevantes para la obtención de energía, pero tienen la desventaja de no poder regular el nivel de producción como lo podrían hacer otras tecnologías como la hidráulica por bombeo.

Otro tipo de energía renovable muy usado históricamente es que se obtiene mediante el aprovechamiento de las corrientes de agua o mareas mediante centrales hidroeléctricas.

La energía hidráulica es una de las tecnologías renovables más antiguas que existen, y la que menos ha evolucionado desde los años 90 hasta la actualidad. Como puede observarse en el gráfico 5, en el año 2014 se produjeron 7.164,43GWh representando un 16% de la generación total de energía producida.

La biomasa es otro tipo de tecnología que se utiliza para generar electricidad. Se basa principalmente en el aprovechamiento de materia orgánica, aguas residuales o Residuos Sólidos Urbanos (RSU). Como se puede observar en el gráfico 5, la biomasa fue evolucionando paulatinamente desde el año 2000 hasta el año 2005 es decir, su producción total pasó de los 1.244,8 GWh a los 2.029,42 GWh. En los últimos años la inversión en esta tecnología ha ido en aumento llegando a producir en el año 2014 una cantidad de 4.236 GWh.

2.2. Impacto ambiental de la generación de electricidad

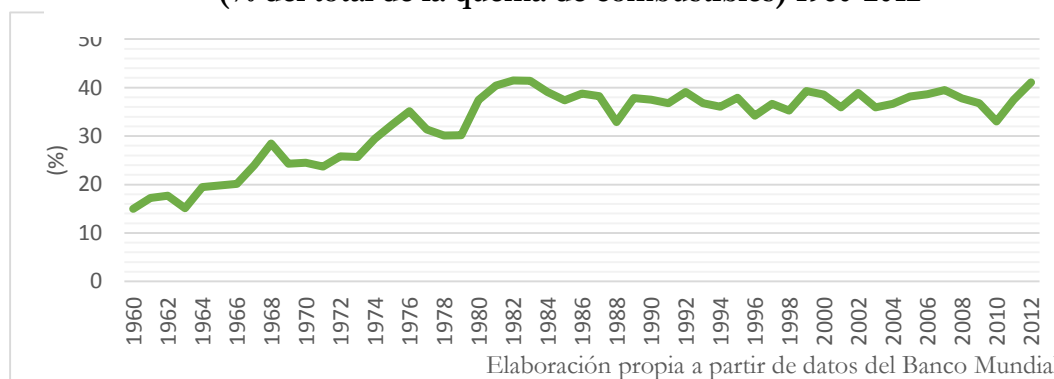
Una de las principales prioridades de la UE y de sus estados miembros es el de fomentar el uso de las energías renovables y reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) para luchar contra el cambio climático y reducir la dependencia energética del exterior. El impacto ambiental depende de las fuentes energéticas utilizadas para su generación. Cada país perteneciente a la UE considera el sistema que le resulta más apropiado para el desarrollo de la E-FER (electricidad obtenida a partir de energías renovables). En el caso de España, la promoción de E-FER se ha basado básicamente en conceder ayudas a los generadores renovables, es decir, basado en un sistema de primas a las renovables (Del Río, 2009).

Uno de los principales problemas del sector eléctrico se debe al uso de las diversas tecnologías de producción que inciden en la mayoría de los casos de forma negativa sobre el medioambiente. De esta forma, podemos hablar de externalidades cuando no todos los costes o beneficios de un bien se incluyen en el mercado o cuando una actividad económica tiene un impacto (ya sea positivo o negativo) sobre otra actividad sin que una compensación tenga lugar entre las partes. Se pueden identificar las siguientes externalidades que genera la producción de electricidad a partir de las diferentes tecnologías de producción:

- **Externalidades asociadas a los combustibles fósiles:**

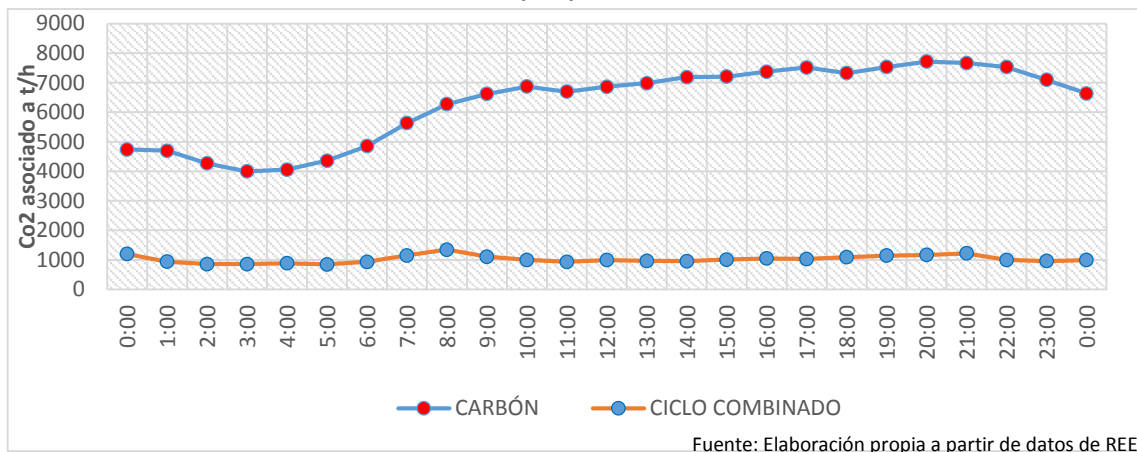
La electricidad producida a partir de combustibles fósiles genera elevados niveles de contaminación por emisiones de dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆). Estos elementos contaminantes producen alteraciones en el clima aumentando la temperatura del planeta, cambiando el régimen de precipitaciones y aumentando el riesgo de inundaciones. Además, producen lluvias ácidas que impiden que los bosques se desarrollen de forma normal.

Gráfico 7. Emisión de CO₂ originadas por la producción de electricidad total (% del total de la quema de combustibles) 1960-2012



Como podemos observar en el Gráfico 7, el nivel de emisiones de CO₂ originadas por la producción de electricidad procedente de la quema de combustibles en España, en términos porcentuales, ha tenido una tendencia creciente desde los años 60 hasta la actualidad viéndose incrementado en más de un 26% es decir, de un 14,946% a un 41,09% en el año 2012. En el período comprendido entre 2007 y 2010 las emisiones de CO₂ se redujeron por el desarrollo de las energías renovables y por la caída en la demanda eléctrica tal y como se podía comprobar en el gráfico 2. A partir de 2010 las emisiones de CO₂ aumentaron de manera considerable pasando de un 33% a un 41,09% debido a un aumento en la demanda respecto a 2008.

Gráfico 8. Emisión de CO₂ originadas por la producción de electricidad para el 28/09/2015



En el gráfico 8 puede observarse las toneladas por horas de CO₂ emitidas durante un día con la utilización del carbón y del ciclo combinado para producir electricidad. En él se puede ver que las emisiones de CO₂ en el proceso de producción de electricidad a partir del ciclo combinado durante un día son prácticamente constantes, mientras que las emisiones originadas por la producción de electricidad a partir del carbón son muy variables.

- **Externalidades asociadas a la energía nuclear**

En la generación de electricidad procedente de la energía nuclear se pueden diferenciar dos tipos de externalidades a poder diferenciarlas entre positivas y negativas (Notari y Perl, 2005):

- a) Positivas: Ausencia de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), seguridad del suministro, estabilidad de precios, efecto multiplicador de las actividades de investigación y desarrollo.
- b) Negativas: Responsabilidad por accidentes. Las sustancias radiactivas liberalizadas cuando hay un accidente son las que producen el mayor impacto. El accidente más importante ocurrido en la historia en España ha sido el de la central nuclear de Vandellós (Tarragona) en 1989 debido al surgimiento de un incendio ocasionado por un fallo mecánico en reactor número 1, pero no hubo importantes consecuencias ya que no provocó emisiones de radiactividad en el exterior. Sin embargo, el accidente más importante ocurrido en la historia mundial ha sido el que se produjo en la central nuclear de Chernobyl en Prypiat (Ucrania) en 1986 tras la explosión del reactor número IV impactando al mundo con la mayor tragedia humana y ecológica ocurrida en la historia. El accidente nuclear tuvo una repercusión en todo el mundo al producirse una nube

radiactiva que produciría la expansión de sustancias en todo el planeta y siendo uno de los causantes de diversas enfermedades como es el cáncer, la leucemia o las malformaciones. La radiación nuclear en Chernobyl estará presente en los próximos 25.000 años. Con posterioridad se han producido nuevos accidentes como el producido en la central nuclear de Fukushima (Japón) en 2011 provocando daños en personas, muertes, vertidos al mar, y teniendo grandes consecuencias políticas y económicas (el índice Nikkei² perdió más del 14% a pesar de que hubo una inyección de 43.761 millones de euros por parte del Banco de Japón).

- **Externalidades asociadas a las energías renovables**

Las energías renovables también pueden ocasionar externalidades de diverso carácter. De hecho, evitan las externalidades negativas al sustituir a los combustibles fósiles, pero también pueden generar algunas externalidades negativas:

- a) Los paneles fotovoltaicos producen elevados niveles de contaminación por el silicio utilizado durante el proceso de fabricación. Después de su amortización en su vida útil, de 20 a 25 años, se vuelven a producir elementos contaminantes a la hora de destruirse como residuos.
- b) La instalación de parques eólicos supone la mortalidad de miles de aves (como son buitres o murciélagos) al año al colisionar con las palas.
- c) La energía procedente de la biomasa emite CO₂ y provoca la disminución de tierras disponibles para la ganadería o el consumo humano.
- d) La energía procedente de las centrales hidráulicas puede causar una disminución de la fauna piscícola por la presa y un calentamiento del agua en la parte baja provocando un empobrecimiento de la diversidad piscícola. De esta forma, los peces que viven en aguas más frías mueren.

Podemos decir que todas las formas de producir energía producen cambios en el medioambiente y tienen algún efecto sobre la salud de los seres vivos; estos serán de diferente magnitud dependiendo del modo de generación, pero, en cualquier caso, estas externalidades deberían tenerse en cuenta al calcular el coste de la electricidad.

² El índice de Nikkei es el índice bursátil más popular de los mercados japoneses ya que están compuestos por 225 valores que más cotizan en la Bolsa de Tokio.

3. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Las centrales eléctricas donde se genera la electricidad, por su estructura y su tamaño, no están cerca de los principales puntos de consumo (hogares o empresas). Red Eléctrica de España (REE) se encarga del transporte de electricidad mediante un régimen regulado por el Estado y su función principal es la de transportar la electricidad generada en largas distancias en líneas o redes consideradas de alta tensión. Además, se encarga de mantener, gestionar y reparar las instalaciones, así como de garantizar el equilibrio donde generación sea igual a demanda (BOE, 27 de diciembre 2013).

Tanto el transporte como la distribución son actividades consideradas monopolio natural y resulta más eficiente que así lo sea ya que no sería eficiente ni desde el punto de vista medioambiental ni desde el punto de vista de la rentabilidad en el caso que existieran varias empresas que decidieran realizar inversiones en despliegues de esas redes para transportar la electricidad. (Alonso, 2014). REE cumple una función pública donde el 20% es propiedad del Estado (SEPI) y el 80% restante pertenece a inversores privados (free float) (Fuente: REE).

3.1. Importaciones y exportaciones nacionales e internacionales

Dado que producción tiene que ser igual a demanda en el mismo instante, en muchas ocasiones puede ocurrir que en las distintas Comunidades Autónomas (CCAA) se demande más de lo que se genere en ese momento o bien sea más caro producirlo en ese momento. Es por ello que es preciso importarlo desde otras comunidades en las que se ha demandado menos para ése mismo instante realizando conexiones entre sí para ser más eficientes. (Fuente: REE).

Las interconexiones (o intercambios) de electricidad contribuyen a la seguridad y continuidad del suministro y de esta forma aumenta la eficiencia y competitividad de los mercados eléctricos haciendo que la electricidad se traslade desde donde es más barata producirla hasta donde es más cara, consiguiendo una reducción en el precio de la energía. También favorecen a un suministro más sostenible al proporcionar una mayor integración de las energías renovables. La electricidad procedente de energías renovables, que en un determinado instante no se consume en un país o una CCAA, puede ser aprovechada por otro y de esta forma se fomenta la reducción del uso de combustibles fósiles y de la

dependencia energética con el exterior. Sin embargo, en la actualidad durante el transporte y distribución se pierde aproximadamente un 10% de la electricidad generada.

Ilustración 2. Saldos de intercambios de energía por CCAA en GWh en 2013



Fuente: Adaptado de REE

En la ilustración 2, podemos observar cuál fue la cantidad de GWh intercambiados para el año 2013 y cuál fue el saldo total de importaciones y exportaciones para cada una de las comunidades en GWh. En ella podemos observar que España realizó interconexiones con países vecinos como Portugal, Francia, Andorra y Marruecos. Los mayores intercambios con el exterior durante el año 2013 fueron con Marruecos que se exportaron 5.376GWh, con Portugal en el que se exportaron 5.455GWh y a cambio se recibieron 2.678GWh por lo que España tuvo un saldo exportador de 2.777GWh. En el caso de España con Francia, España exportó a Francia 580GWh e importó 2.001 GWh por lo que tuvo un saldo importador de 1.421GWh. De esta forma teniendo en cuenta las importaciones y exportaciones entre los diversos países, podemos decir que España en el año 2013 fue exportadora neta de electricidad. Sin embargo, para el sistema eléctrico estos intercambios no son lo suficientemente elevados, lo que limita las capacidades de intercambio comercial y afectan negativamente a la posible entrada de nuevos operadores por la vía de los intercambios internacionales.

Desde 2008 y hasta febrero de 2015 se han realizado importantes inversiones en las instalaciones para contribuir a las mejoras de las interconexiones de España con Francia y de

esta forma mantener la seguridad, estabilidad, y capacidad de intercambio y conseguir una mayor integración al Mercado Europeo de la Electricidad por lo que se espera que en 2015 las interconexiones hayan aumentado (Sala de prensa de REE en octubre de 2015).

3.2. Competencia del sector eléctrico en el transporte: Las restricciones en la red

En algunas ocasiones puede ocurrir que, dependiendo de la localización en donde se produzca y se consuma la electricidad existan problemas de congestión en las redes eléctricas ya sea por un exceso de producción o por una insuficiente capacidad de reserva para reponer los servicios, debido a los cambios meteorológicos o a aumentos muy elevados de la demanda en un período corto de tiempo. Para solucionar este tipo de problemas o incidencias, REE tiene la capacidad para realizar servicios de ajuste para aumentar o disminuir la potencia y realizar interconexiones para equilibrar los mercados.

Además, las empresas eléctricas pueden generar congestiones de red reduciendo su producción (por ejemplo, las hidráulicas) para limitar el tamaño del mercado y las principales empresas eléctricas han sido sancionadas por realizar estas acciones, por distorsionar el funcionamiento del mercado y por su intencionalidad de abuso del dominio del mercado. De esta forma, las empresas eléctricas pueden realizar análisis de las posibles restricciones técnicas que puedan darse, así como la posible demanda a la que tengan para conseguir entrar en el mercado y provocar la venta de energía al precio que ellos establezcan. Estas prácticas están siendo investigadas y estudiadas por la CNMC.

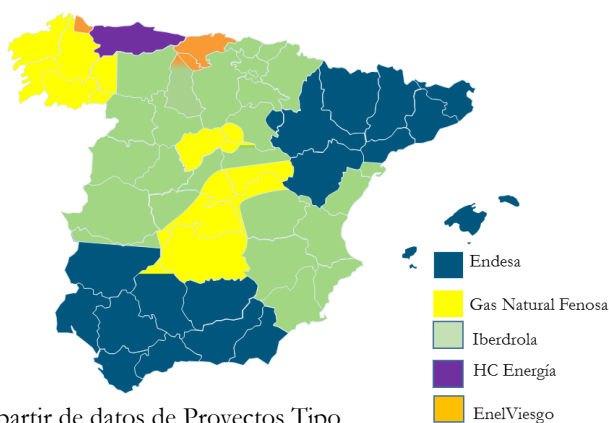
3.3. La distribución y su posición geográfica del mercado

La electricidad generada se traslada al consumidor transformando y distribuyendo la electricidad de alta tensión en líneas de media y baja tensión para que sea apta para su consumo y de esta forma sea trasladada a cada uno de los puntos de consumo: hogares o empresas. Esta labor de transformación y de suministro es desempeñada por los Operadores de Sistema de Distribución (OSD).

Tanto el transporte como la distribución impiden conocer el origen de generación de electricidad al considerarse un bien perfectamente homogéneo y de esta forma es imposible distinguir un kWh procedente, por ejemplo, del carbón de otro que sea procedente de energías renovables (Fabra y Fabra Utray, 2010).

Las OSD se reparten geográficamente para transportar la electricidad a cada uno de los hogares, independientemente dónde se ubique el consumidor.

Ilustración 3. Distribución geográfica del mercado eléctrico



Elaboración propia a partir de datos de Proyectos Tipo

En la ilustración 3, podemos observar que los distribuidores están organizados por zonas y por CCAA. Existen cinco distribuidoras eléctricas que tienen el poder en todo el territorio: Iberdrola, Endesa, Gas Natural Fenosa, H.C. Energía y Viesgo (antigua EON) todas ellas agrupadas en UNESA³. Además, estas empresas distribuidoras mencionadas también son comercializadoras y tienen la obligación de prestar sus instalaciones al resto de comercializadoras existentes en el mercado.

4. COMERCIALIZACIÓN

La comercialización es la compra y venta de energía eléctrica, en la que sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores acceden a la red de transporte o distribución y adquieren la energía para su posterior venta a los consumidores o para realizar intercambios internacionales. (BOE 27 de diciembre de 2013)

En el mercado eléctrico podemos diferenciar dos tipos de comercializadoras: las Comercializadoras del Mercado Libre (CML) y las Comercializadoras de Último Recurso (CUR). Sus principales funciones son las de suministrar la electricidad y las de facturar a los consumidores.

³ UNESA es una organización que congrega las grandes empresas eléctricas cuyos objetivos son la de promocionar, gestionar, representar y defender los intereses generales y comunes de sus miembros, de modo que las instalaciones de cada empresa puedan estar al servicio del abastecimiento de la demanda total, realizando intercambios de energía eléctrica consiguiendo que los excedentes producidos en una zona cubran el déficit de oferta existente en otras

4.1. Comercializadoras del Mercado Libre (CML)

Las comercializadoras del mercado libre generalmente establecen un precio fijo a los consumidores finales en el que tienen que tener en cuenta que una parte del precio (aproximadamente el 50%) está regulada por Estado. Los consumidores que necesiten una potencia superior a 10kw en sus hogares o empresas no pueden optar por contratar una tarifa de una comercializadora CUR y debe recurrir al mercado libre donde sí lo ofrecen (estas ofrecen cualquier nivel de potencia). En la actualidad existen más de 344 CML según los registros de la CNMC. A pesar de haber tantas comercializadoras, no todas son de carácter directo destinadas a ser comercializadoras directas para el consumidor.

4.2. Comercializadoras de Último Recurso (CUR)

Las CUR son las empresas que están obligadas a suministrar la electricidad, bajo precios regulados por el Estado. En la actualidad existen 5 empresas CUR: EDP Servicio Universal, Endesa Energía SLU, Viesgo Comercializadora de Referencia, Gas Natural S.U.R. e Iberdrola Comercialización de Último Recurso.

El sistema eléctrico permite realizar discriminaciones de precios por horas permitiendo fomentar la eficiencia y el ahorro para los consumidores finales. Podemos diferenciar las siguientes:

a) Tarifa por defecto. El Precio Voluntario al Pequeño Consumidor. Peaje 2.0A

El Precio Voluntario al Pequeño Consumidor (PVPC) conocido también como Peaje de acceso 2.0A es una tarifa regulada por el Gobierno y es la modalidad de contratación más usada en España. Es una tarifa eléctrica que entró en vigor el 1 de abril de 2014 mediante la implantación de una nueva fórmula que sirve para determinar el coste de la energía sustituyendo a la antigua Tarifa de Último Recurso (TUR⁴) impuesta en el año 2009. Lo que cambia con la sustitución de la TUR al PVPC es la forma en que se calcula el precio final que debe pagar cada hogar por la electricidad consumida. Esta medida afectó a todos los consumidores que disponían de esta modalidad ya que, hasta entonces, la tarifa oficial se fijaba mediante una subasta CESUR en la que trimestralmente intervenían principalmente inversores y bancos. Los agentes financieros no negociaban con la electricidad, sino con el

⁴ La denominación TUR se usa en la actualidad para referirse al Bono Social que sirve para proteger a los consumidores más vulnerables incapaces de destinar parte de sus ingresos al gasto en electricidad.

precio de la electricidad mediante especulación. El cambio en el mecanismo de fijación de precios de la luz vino motivado por la anulación de la subasta del 19 de diciembre de 2013 por la CNMC ya que se cerró con una subida del coste de la energía del 26,5%, presente en el 80% de los hogares españoles. (BOE 29 de marzo de 2014). La principal diferencia es que en las subastas trimestrales CESUR el precio se anticipaba asegurando un precio fijo mientras que en el PVPC se fija bajo el precio establecido en el mercado. Más adelante se analizará en detalle las partidas forman en la actualidad esta tarifa regulada.

b) *Eficiencia en 2 períodos. Peaje 2.0DHS*

Las tarifas de eficiencia en dos períodos son una tarifa que ofrecen las CUR y las CML que consiste principalmente en discriminar el precio de la electricidad consumida dependiendo del tramo de horas en que se demande la electricidad diferenciando en dos tramos horarios: horas punta y horas valle.

Tabla 1 Horarios para tarifas con discriminación horaria

	Invierno	Verano	Ahorro o gasto
Horas valle (P1)	22.00h - 12.00h	23.00h – 13.00h	-47%
Horas punta (P2)	12.00h – 22.00 h	13.00h – 23.00h	+35%

Elaboración propia a partir de datos de CECU

Esta modalidad de contratación presenta una ventaja para aquellos consumidores que consumen electricidad únicamente por la noche ya que podría suponer un ahorro de hasta el 47% si el consumo es en hora valle, es decir desde las 22.00h hasta las 12.00h en invierno o desde las 23.00h hasta las 13.00h en verano. Sin embargo, si el consumo se realiza en horas punta, es decir, en el horario comprendido entre las 12.00h y 22.00 en invierno o desde las 13.00h hasta las 23.00h en verano puede suponer un incremento de hasta un 35% más.

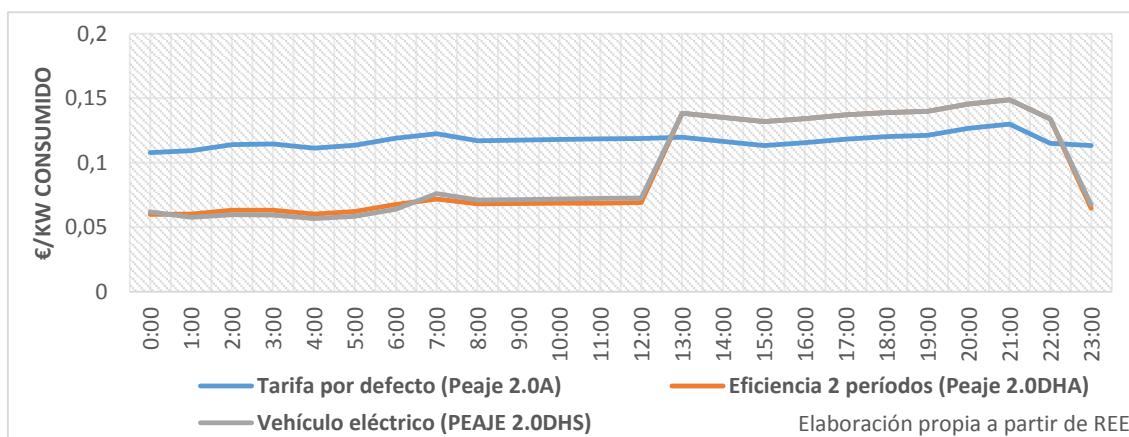
La demanda de energía eléctrica de los consumidores es diferente dependiendo de la franja horaria y de la estacionalidad. Por ejemplo, el consumo de energía eléctrica durante la noche aumenta en un 60% y durante el verano hay una menor demanda de energía eléctrica que en el resto de estaciones habiendo una fluctuación de hasta un 15% entre periodos. En períodos de baja demanda eléctrica existe una alta competitividad entre las diversas centrales

distribuidoras mientras que en períodos de alta demanda eléctrica por parte de los consumidores (Fabra y Fabra Utray, 2010).

c) Eficiencia en 3 períodos. El vehículo eléctrico. Peaje 2.0DHS

Es una tarifa regulada que está destinada principalmente para la recarga de vehículos eléctricos ya existentes en el mercado ya que se diferencian tres tramos horarios siendo las franjas horarias más económicas desde las 1:00 hasta las 7:00 horas incentivando a trasladar el consumo a esas horas. No está pensada para el consumo en hogares o empresas. El vehículo eléctrico es una prometedora alternativa de futuro y una gran oportunidad para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, reduciendo las emisiones de CO₂ y otros gases GEI y disminuyendo la dependencia energética del exterior ya que favorecerá el consumo de las energías autóctonas, al promover el desarrollo de las energías renovables. La recarga nocturna supondrá actuar de manera eficiente aumentando la integración de las energías renovables, pero si se recarga durante el día requerirá un sobredimensionamiento de las infraestructuras de generación y transporte aumentando las emisiones de CO₂ al utilizar en mayor medida las centrales térmicas. (Fuente: REE)

Gráfico 9. Término de facturación de energía activa 28/09/2015

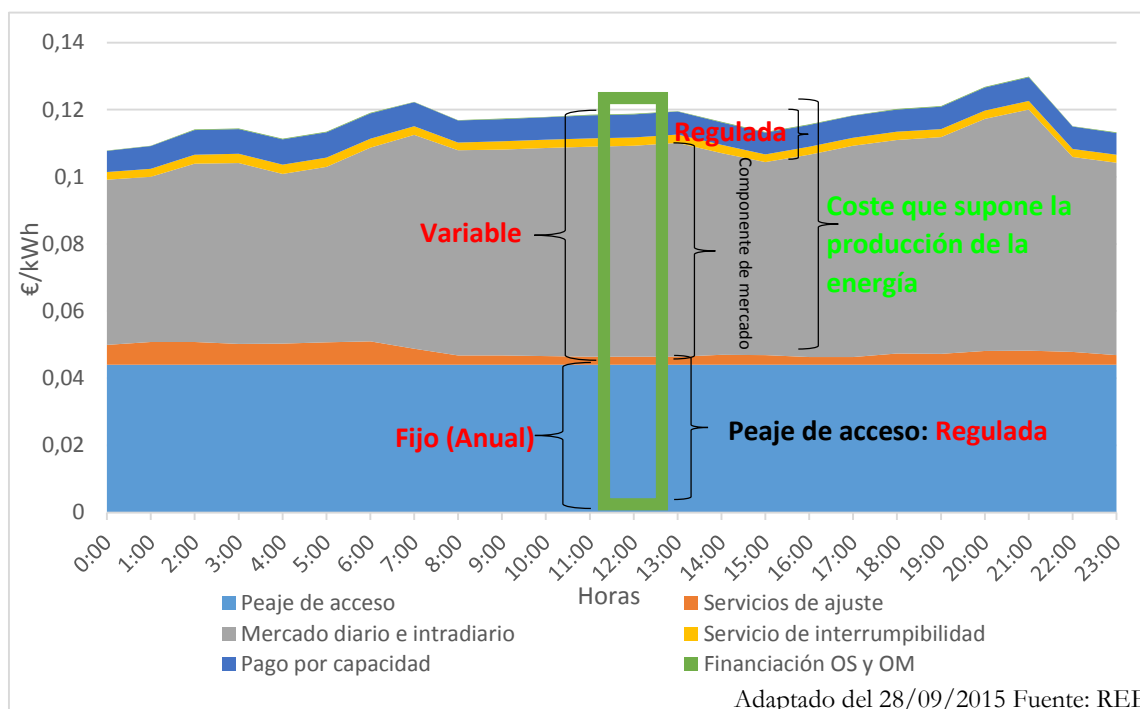


En el gráfico 9 podemos observar el término de Facturación de Energía activa para el día en el que se ha realizado el estudio (28/sept/2015). Por una parte, podemos observar la tarifa por defecto PVPC, la tarifa por discriminación horaria y la tarifa destinada para el vehículo eléctrico.

5. FORMACIÓN DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD Y FACTURACIÓN

En el gráfico 1 se observaba la demanda real para un día, en el gráfico 3 se analizaba la producción de electricidad a partir de las diversas tecnologías de producción para el mismo día (28/09/2015), en el gráfico 8 se observaban las emisiones de CO₂ y en el gráfico 9 se observaba la diferencia de los precios por discriminación horaria para ese mismo día. De esta forma, realizaré un estudio de la formación de precios para las CUR y en concreto para las tarifas reguladas del PVPC (tarifa por defecto) para ese mismo día. Mientras que las CML pueden dar unos precios fijos a los consumidores, los precios PVPC se establecen al precio que se obtiene en el mercado. De esta manera, en el siguiente gráfico podremos diferenciar dos grandes bloques: el coste que supone producir la energía y los peajes de acceso.

Gráfico 10. Formación del PVPC para el 28/09/2015



5.1. Los costes de producción de la energía

La parte que supone los costes de producción de energía está compuesta por una componente de mercado (mercados diarios e intradiarios) y por una componente regulada (pagos por capacidad, servicios de ajuste, servicio de interrumpibilidad). Todos estos componentes son variables ya que dependen de la demanda y de la producción.

5.1.1. Componente de mercado

La parte del precio formada por la componente de mercado es obtenida por mecanismos de libre competencia en el mercado mayorista al cual acuden productores, distribuidoras comercializadoras y consumidores.

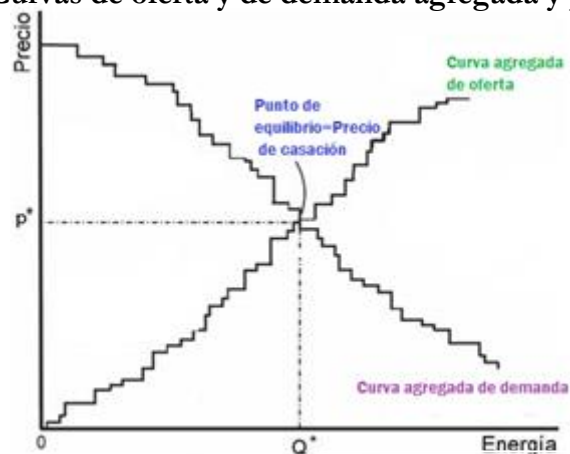
El Gobierno apuesta por la entrada de mercados productores de electricidad a partir de energías renovables e invita a los generadores a competir entre ellos mediante un sistema de subastas, ya sea por una cantidad de dinero o por una determinada capacidad de E-FER. El sistema de subastas permite la competencia entre los diferentes agentes conduciendo a la minimización del precio por hora, pero incorpora incertidumbre y volatilidad en el precio, por lo que puede significar la existencia de riesgo para los agentes que intervienen en ella. Por ejemplo, para un productor que vende una cantidad determinada de energía en el futuro los ingresos (o costes) derivados de los precios establecidos en el mercado no están determinados (Sáiz et al. 2011).

OMIE es el mercado en el que se fija el precio para cada hora del día mediante subastas diarias donde se publican las curvas de oferta y de demanda. Podemos diferenciar entre dos tipos: diarias (spot) e intradiarias.

a) Subastas en el mercado diario o spot

Las subastas diarias se realizan el día anterior al que se consumirá y se producirá la electricidad e interactúan productores y comercializadoras o consumidores mediante sistemas electrónicos. En la subasta se fija el precio para cada una de las horas del día siguiente, donde se cruzan la oferta y la demanda de electricidad, es decir, donde se piensa lo que se va a producir y lo que se va a consumir decidiendo la cantidad que se va a intercambiar fijando un precio.

Gráfico 11. Curvas de oferta y de demanda agregada y punto de equilibrio



Fuente: Adaptado de Rankia

El poder de mercado en el sector eléctrico es la capacidad que se puede tener para subir los precios por encima del coste marginal, en el caso de productores, que, para una empresa consumidora, es la capacidad de bajar los precios por debajo del valor marginal. Así, ese poder de mercado puede verse desde dos puntos de vista: (Vives, 2006)

- Poder de mercado desde el punto de vista de la oferta

Los oferentes –productores- anuncian los precios mínimos a los que están dispuestos a producir para cada kWh generado. Dependiendo de los costes de oportunidad que tengan, cada productor propondrá un precio diferente. Los productores de algunas tecnologías estarían dispuestos a vender la electricidad a cualquier precio, ya que no pueden parar de producir energía y además ésta no es almacenable. El mercado incentiva el uso de las tecnologías más baratas, que generalmente son las procedentes de la energía nuclear o la hidráulica, por su baja capacidad para reducir su producción, después entran en juego el resto de energías renovables y finalmente entran al mercado el gas o el carbón que son las que tienen un alto coste. Normalmente son éstas últimas las que fijan el precio de producción y e influyen al resto de tecnologías de producción.

Los productores ofrecen energía al coste de oportunidad que les supone producir esa energía, de esta forma, al coste variable que les supone producir hay que sumar los ingresos a los que renuncia el productor de electricidad por el hecho de producir. (energiaysociedad.es/).

Pueden ocurrir casos en que la oferta sea superior que la demanda y, de esta forma, los consumidores estén comprando la electricidad a un precio próximo de cero (son casos en los que se puede cubrir a la demanda a partir de energías renovables) ya que, si no se utiliza, la energía se pierde. En estos casos se expulsa del mercado a tecnologías de producción como la del carbón que tienen un alto coste de producción. Son casos muy extraños, aunque ya han ocurrido en países como Australia tras el aumento en la inversión de paneles fotovoltaicos por los hogares y empresas para el autoconsumo que han provocado una disminución de la demanda.

- Poder de mercado desde el punto de vista de la demanda

Los demandantes, son principalmente las comercializadoras de electricidad y declaran los precios máximos a los que están dispuestos a pagar. Estos lo hacen a un precio alto para asegurar el suministro a toda la demanda incluso están dispuestos a pagar el precio necesario para no dejar a los consumidores sin servicio.

Además, hay una nula elasticidad en la demanda a corto plazo ya que ante pequeñas variaciones en los precios los consumidores no dejan de consumir electricidad. Generalmente, cuanto mayor es la demanda mayor es el precio de la electricidad porque deben entrar en funcionamiento centrales (como las del carbón) que les supone un mayor coste marginal. El Estado subvenciona en estos casos estableciendo unos “pagos por capacidad”.

En mercados muy concentrados, la capacidad que tienen las empresas de subir el precio por encima del coste marginal es muy elevado, y se crean ineficiencias en la producción ya que las empresas grandes pueden tener el poder de restringir su oferta (Vives, 2006).

El precio de casación es el precio al que compra y vende todo el mundo y surge cuando la demanda se va cubriendo hasta que alcanza el precio por encima del cual no hay más compradores dispuestos a pagar para cada precio ofertado (Vives, 2006).

Este tipo de mercados organizados son muy polémicos ya que en sectores en los que las empresas tienen un elevado grado de concentración, y están verticalmente integradas, es decir, son productoras y a su vez comercializadoras, el coste que les supone producir puede que no tenga nada que ver con el coste que dicen que les cuesta a las empresas eléctricas. De hecho, las eléctricas no se someten a una auditoría de costes para comprobar el coste real que tiene producir la electricidad generada. El *lobby energético* tiene un gran poder para que los costes de producción de electricidad no sean auditados. Los agentes deben anticiparse a la demanda y a la producción que vayan a tener el siguiente día, por lo que el precio en este sistema de subastas está basado en incertidumbre y especulación.

b) Mercados Intradíarios Componente de mercado

En los mercados intradíarios se permite a los agentes que han intervenido en el mercado diario realizar gestiones en el mercado para solucionar las posibles incidencias y realizar modificaciones en las previsiones, ya sean de oferta o de demanda para cada hora. Se realizan 6 sesiones al día para realizar las modificaciones necesarias en el mercado.

5.1.2. Componente regulada (variable)

a) Servicios de ajuste y servicios de interrumpibilidad o mercados complementarios

Los mercados complementarios son una componente regulada que entran dentro de los costes de producción de la energía. REE valora y chequea la subasta realizada y, en caso

de que no sea factible, por falta de capacidad, por exceso o déficit en una zona geográfica, realiza modificaciones para subir o bajar la energía que le han enviado cada uno de los productores. REE también gestiona los mercados de servicios complementarios que tienen como objetivo que el suministro se realice de forma fiable y segura. También puede realizar desvíos que consisten en pedir ofertas a los productores al contrario de los desvíos que estarían previstos en el sistema. Su principal función es la de resolver los desequilibrios de la oferta y de la demanda que puedan identificarse unas horas antes. Cuando ocurre esto pueden entrar las productoras de electricidad, por ejemplo, de las procedentes del carbón, en caso de que sea necesaria una mayor potencia. REE se encarga de solucionar este tipo de problemas y son supervisadas por la CNMC.

Aunque no suele ser habitual, en ocasiones puede ocurrir que no exista suficiente generación para abastecer a toda la demanda. Esto se debe a que en un determinado momento existen unos picos de demanda extraordinaria o una pérdida muy elevada de generación (renovable) y el Estado paga a ciertos grandes consumidores (la Gran Industria) para que se comprometan a dejar de consumir en los momentos en los que REE necesita una mayor energía de la disponible para abastecer a toda la demanda. De esta forma REE debe realizar ajustes para conseguir el equilibrio constante entre producción y consumo cuando se producen esos casos, por lo que los precios se ven afectados para cada hora en los conceptos de servicios de interrumpibilidad y de ajuste. Estos componentes muy variables para cada hora porque dependen altamente de la oferta y de la demanda.

b) Pagos por capacidad

Los pagos por capacidad es una componente regulada que se incluye en los costes de producción de la energía y dependen de los niveles de producción y de la demanda y tienen la finalidad de financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo a los productores e incentivar las inversiones como son sobre la producción de electricidad a partir del carbón (o del gas). Las primas al carbón nacional son unas ayudas a los generadores nacionales para abaratar el coste de producción de electricidad procedente del carbón nacional frente al carbón extranjero. Estas primas son muy criticadas porque suponen subvencionar a una fuente de generación eléctrica que produce CO₂, pero sirven para mantener el mercado laboral del sector de la minería. Su producción no es competitiva sus precios son muy elevados y la calidad del mineral es relativamente baja frente al carbón internacional. (Gallego y Victoria 2012). Los pagos por capacidad representan para 2015 un 3,98% del coste reconocido previsto del sistema eléctrico, es decir, 735 millones de euros.

5.2. Los peajes de acceso

Los peajes de acceso (componente regulada) es la parte del precio fijo que está destinado básicamente a cubrir los costes reconocidos del sistema eléctrico por el Estado. Los costes reconocidos son los que las empresas eléctricas declaran al Gobierno por los problemas que presentan la producción o el transporte de electricidad. En ella se incluyen: los costes de transporte y distribución, las primas a las renovables, la moratoria nuclear, el déficit de tarifa y las extras peninsulares, entre otras.

5.2.1. Costes de transporte y distribución

Los costes que conlleva trasladar la electricidad desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo son financiados por los consumidores a partir del precio de la luz. Además, durante el transporte se generan elevadas pérdidas de energía eléctrica por lo que se trasladan como una parte importante del gasto del sistema eléctrico. Para el año 2015 han representado un 27,37% del coste total del sistema (en distribución) y un 9,29% en transporte, es decir, 5041 millones de euros y 1712 millones de euros.

5.2.2. Las primas a las renovables

Uno de los principales objetivos del MIBEL era el de fomentar el desarrollo de las instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes limpias (E-FER) y depender, en menor medida, de otras fuentes de energía como las procedentes de la nuclear o petrolera.

Las primas a las renovables consisten principalmente en otorgar una retribución adicional a las empresas productoras de E-FER por vender la energía que producen porque las energías renovables evitan el agotamiento de los recursos no renovables y colaboran con la mitigación del cambio climático. Estos apoyos económicos son entregados principalmente para que los productores de E-FER puedan competir en igualdad con el resto de tecnologías convencionales y de esta forma puedan obtener una rentabilidad razonable. Las primas a las renovables han sido aplicadas en la mayoría de países que conforman la Unión Europea y generalmente son financiados por los consumidores. (Del Rio 2009 y BOE 10 junio 2014).

Para que la promoción de la E-FER en España se ejecute de forma eficaz y eficiente se debe cumplir que exista (del Rio, 2009):

- a) Una obligación de compra de E-FER por parte de los distribuidores de electricidad.

- b) Una diferenciación en el nivel de apoyo en función de los costes de las tecnologías renovables, que afectan a la rentabilidad de las instalaciones que utilizan la misma tecnología, es decir, estableciendo una tarifa escalonada, debido a que para una misma ayuda concedida puede suceder que las instalaciones más grandes tengan menores costes al utilizar economías de escala.
- c) Posibilidad de conceder dos opciones para remunerar la E-FER:
 - a. Mediante concesión de ayudas a la producción de electricidad por kWh generado. Esto permite al productor conocer sus ingresos con antelación.
 - b. Mediante la concesión de una cantidad de dinero cuando el productor vende la energía complementándola con una ayuda (o una prima).

Si el precio de la electricidad aumenta mucho, los productores optarán por la opción de la prima.

- d) Obligación de predicción de generación por parte de los productores de E-FER sujeto a penalizaciones en caso de incumplirlo para poder ajustar las previsiones en el mercado intradiario y realizar desvíos.

Se espera que el desarrollo de las E-FER se incremente exponencialmente en los próximos años con los objetivos de las estrategias de los programas de la UE 20-20-20, garantizando el desarrollo sostenible, promoviendo el desarrollo de las energías renovables en un 20%, la reducción de GEI en un 20%, y fomentando el ahorro energético en un 20%.

Los costes reconocidos que representan las primas a las renovables según la CNMC para 2015 son de un 37,89% del coste total del sistema eléctrico es decir de 6980 millones de euros.

5.2.3. La moratoria nuclear

La energía eléctrica procedente de la energía nuclear fue una de las principales fuentes de producción más importantes hasta los años 90. En esta época hubo una serie de accidentes o acontecimientos que posiblemente fueran una de las principales causas para suspender el desarrollo de políticas de construcción y puesta en marcha de nuevas centrales nucleares y paralización de las ya existentes dejando como consecuencia enormes pérdidas económicas

para las eléctricas que habían invertido en España. Varios países, incluido España, en 1995 no se quisieron hacer responsables de posibles incidentes futuros que pudieran ocurrir al utilizar esta tecnología de producción y decidieron limitar la producción de energía eléctrica procedente de esta tecnología para disminuir los riesgos de las emisiones radiactivas y de CO₂ ya que tenían un exceso de potencia instalada. Por esta razón, al incumplir el contrato unilateralmente por parte del Estado, se les compensó económicamente por las inversiones realizadas hasta el momento y por la totalidad de gastos que tuvieron por construir centrales nucleares que luego no se llegaron a poner en funcionamiento. Esta compensación económica, conocida tradicionalmente como moratoria nuclear es una compensación a todos los gastos que tuvieron las eléctricas al realizar todas sus inversiones. Se estimó que la moratoria nuclear estaría vencida 20 años después. (Fuente: CECU)

La moratoria nuclear quedó concluida en octubre de 2015 dando fin a una deuda que según la CNMC se elevó a los 5.717 millones de euros de los que 1.300 millones fueron de intereses. La deuda ha sido financiada principalmente por los ciudadanos mediante sus recibos de la luz.

En la actualidad existen 6 centrales nucleares en pleno funcionamiento de las cuales 2 disponen de dos reactores cada una de ellas (Ascó y Almaraz):

Tabla 2 Centrales nucleares en España

Nombre	Ubicación	Propietarios
Sta María Garañona	Burgos	Nuclenor, Iberdrola y Endesa
Almaraz I y II	Cáceres	Iberdrola, Endesa y Gas Natural
Ascó I y II	Tarragona	Endesa
Cofrentes	Valencia	Iberdrola y Nuclear S.A.
Vandellós II	Tarragona	Endesa e Iberdrola
Trillo	Guadalajara	Iberdrola, Gas Natural, Hidroeléctrica Cantábrico y Nuclenor

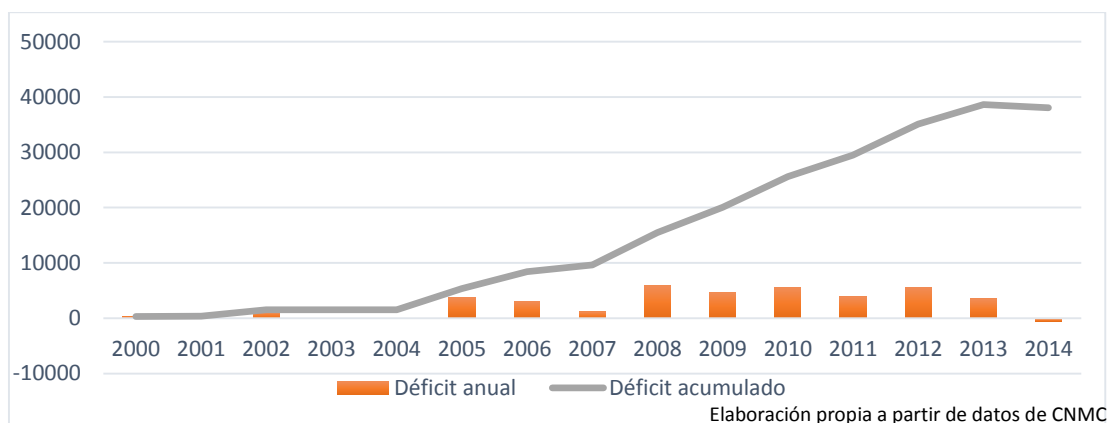
Fuente: MINETUR

Los costes reconocidos para 2015 según la CNMC son de 35,7 millones euros, es decir, suponen un 0,19% del coste total del sistema eléctrico.

5.2.4. El déficit de tarifa

El déficit de tarifa es la diferencia entre lo se paga en la factura de la luz y los costes reconocidos del sistema eléctrico o bien, dicho de otra forma, es la dificultad de ajustar los precios regulados y aprobados por los gobiernos con los precios fijados por las empresas eléctricas. El problema nace por la falta de transparencia del sector eléctrico. Para entender la procedencia del déficit de tarifa es necesario recurrir a los años 80, en el que las productoras de electricidad convencionales recibían un pago conocido como “Costes de Transición a la Competencia” (CTC) que les permitía asegurar la recuperación de las inversiones realizadas ya que se entendía que habían realizado una serie de inversiones dentro de un marco regulatorio que aseguraba su recuperación; se fijaba un precio de referencia y si era menor, las empresas recibían la diferencia.

Gráfico 12. Déficit anual y déficit acumulado



En el gráfico 12, podemos observar que el déficit de tarifa comienza en el año 2000 pero realmente comienza a generarse de manera insostenible a partir del año 2005. En el año 2002 el Gobierno determinó que la factura de la luz no podía subir más de un 2% equivalente a la subida el IPC. En el año 2005, el aumento del precio del petróleo provocó que el déficit de tarifa aumentase y no se trasladaron los aumentos de los costes al consumidor final. De hecho, se consiguió que el precio de la electricidad bajase más que en Alemania, pero el coste real era tener una deuda muy elevada con las empresas de electricidad. El siguiente año, en 2006, se creó un sistema de subastas gestionado por la CNMC para financiar el déficit de mercado. La deuda que se fue originando con las eléctricas fue comprada por bancos e inversores que buscaban obtener una rentabilidad.

Este mismo año se eliminaron los CTC, pero las productoras convencionales ya habían recibido 12.000 millones de euros, 3.000 millones más de lo permitido (Fabra y Fabra Utray). En 2008, tal y como se ha podido observar en el gráfico 2, cayó la demanda de electricidad y disminuyeron los ingresos del sistema eléctrico. Posteriormente, en el año 2009 dada la crisis económica los bancos dejaron de comprar esas deudas por falta de liquidez y el Gobierno creó un “Fondo de Titulización del déficit del sistema eléctrico” para amortizar la deuda, de esta forma, el Estado se convirtió en avalista. A pesar de todo ello, existen varias teorías acerca de su procedencia:

- Según los productores convencionales de electricidad consideran que las centrales nucleares y las hidroeléctricas no están plenamente amortizadas.
- Según los productores de energías renovables niegan que el déficit de tarifa sea ocasionado por el desarrollo de las energías renovables y argumentan que el déficit se debe desde su origen al aumento de los precios de los hidrocarburos. Aunque es cierto que, en los años 2000 tal y como lo hemos podido observar en el gráfico 5, las energías renovables comenzaron a desarrollarse muy rápidamente y, además, estas tecnologías de producción tienen un coste muy elevado al inicio de sus inversiones.

Lo cierto es que las empresas eléctricas nunca han perdido. Según El Periódico en 2015: “Iberdrola gana 1.506 millones de euros en el primer semestre, un 7,4 % más”.

Es complicado conocer las verdaderas causas del origen del déficit de tarifa porque no hay una auditoría de costes para saber si esos costes que presentan las empresas eléctricas son, o no, razonables. El déficit de tarifa destinado a cubrir los más de 30.000 millones de euros que se deben en el año 2015 era de 2.927 millones de euros, es decir, un 15,89% del coste total del sistema eléctrico.

5.2.5.Extras peninsulares

Debido a las condiciones geográficas de las Islas Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla se conceden unas primas para compensar el sobrecoste que supone producir electricidad en estas Comunidades. Suponen anualmente un elevado gasto llegando a ascender los 887 millones de euros, es decir, representa un 4,81% del coste reconocido del sistema eléctrico.

5.2.6. Financiación del operador del mercado y del sistema

Es una componente regulada que se incluye en los costes de producción de la energía, por su intervención o servicios prestados en estos mercados. OMIE es el operador del mercado y REE es el operador del sistema. Son pagos regulados por el Estado. Suponen un coste reconocido de 20,6 millones de euros para 2015 lo que supone un 0,67% de los costes del sistema eléctrico (también se incluyen las tasas de la CNMC por ser el organismo supervisor y regulador).

5.3. Otros peajes e impuestos aplicados en factura

Al precio obtenido anteriormente se suman nuevos impuestos y peajes que provocan que el precio de la electricidad aumente aún más, entre los cuales podemos destacar:

- a) Peaje de acceso a potencia (**PP**): Es un importe que es fijo y que cobra la distribuidora de electricidad por utilizar su red eléctrica. Está regulado por el Estado y es de (0,104229€/Kw-día). Depende de la potencia contratada que es la velocidad a la que se consume la energía. Existen de diferentes tipos de potencia contratada; dependiendo del tipo de vivienda o número de personas que residan en un hogar, y del número de aparatos conectados de forma simultánea. 2,3kW, 3,45Kw, 4,6Kw, 5,75Kw, y más de 6Kw.
- b) El margen de comercialización (**MC**): Para las CUR se permite mantener un margen de comercialización para las eléctricas de hasta (0,10959€/Kw-día). (BOE 29 de marzo de 2014)
- c) Impuesto eléctrico (**IE**): (5,1126% en la actualidad) es un gravamen que se aplica por disponer de suministro eléctrico y lo grava la suministradora eléctrica para trasladarlo al Gobierno. Aunque inicialmente este impuesto estaba configurado como un impuesto especial de fabricación para subvencionar las primas al carbón nacional, con la modificación de la ley 28/2014, este impuesto dejó de tener esa finalidad y se mantuvo. Es carácter especial y no tiene un destino específico.
- d) Alquiler del equipo de medida (**C**): La manera de cuantificar la electricidad consumida por los hogares hasta la actualidad se ha realizado mediante contadores analógicos sin capacidad de poder medir la cantidad de electricidad consumida al instante en el que se demanda. En la actualidad a las eléctricas les sale más barato que los consumidores consuman electricidad por la noche que durante el día, y con éstos

los consumidores pagan el mismo precio independientemente cuando consuman ya que es una media del precio diario estipulado. Desde el octubre de 2015, es posible cuantificar la electricidad por horas y por días con la instalación de contadores inteligentes que permiten la teledistribución y la telegestión⁵ y que dan la posibilidad de cuantificar la cantidad de electricidad consumida para cada hora. De esta forma, los consumidores pagan la electricidad en función de su consumo y por horas (sólo es posible para las CUR con la modalidad PVPC porque las CML establecen un precio fijo con el consumidor).

Ante la incorporación de los nuevos sistemas inteligentes se puede suponer que puedan cambiar los hábitos sociales para aquellos individuos con rentas más bajas, pero es cierto que la mayoría de la población consume electricidad cuando lo necesita al considerarse un servicio básico sin representar apenas grandes variaciones a lo largo de un día sobre la factura final. C. Mountain en su artículo “Real-Time Feedback and Residential Electricity Consumption” realiza un estudio estimando un modelo econométrico en el que tiene en cuenta variables como el clima, los aparatos electrónicos o variables demográficas, y concluye que los sistemas de inteligentes son favorables en el ahorro de la electricidad, pero lo son en menor medida para personas mayores.

En la actualidad el coste de un contador analógico en régimen de alquiler es de 0,018748€/día frente a los inteligentes que asciende a 0,0267€/día.

- e) **IVA:** los consumidores pagan el Impuesto Sobre el Valor Añadido –IVA- actualmente del 21% en la península y este gravamen se aplica sobre el importe total de la factura eléctrica, incluido sobre el impuesto eléctrico.

De esta forma, los costes en el reflejo de las facturas de la luz:

1.) **Término de Potencia:** $TP = (PP + MC) * PC$

PP= Peaje de potencia **MC**= Margen Comercialización **PC**= Potencia Contratada

2.) **Coste Energía Total (CT) = Coste de la energía+PA**

→ CT=($M_{D,I}+MC+PCA.$)+PA

M_{DI}= Precio establecido en los mercados organizados (Diario e Intradía)

⁵ La instalación de estos nuevos equipos de telegestión debe estar instalada en cada uno de los hogares españoles en un plazo no superior a 2 años, es decir, hasta 2018

MC= Mercados complementarios (Servicios de ajuste y de interrumpibilidad)

PCA= Pagos por capacidad PA = Peajes de Acceso CR= Consumo realizado (kWh)

IE = Impuesto Eléctrico C= Contador

$$3.) \text{ Total en Factura} = [(TP + CT*CR)*(IE)+C]*IVA$$

6. ¿PAGAMOS LA ELECTRICIDAD MÁS CARA DE EUROPA?

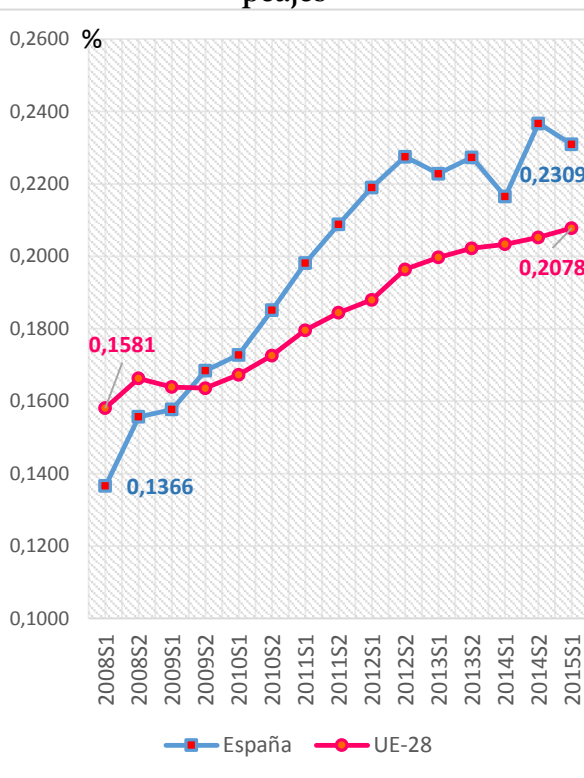
Para tener una referencia sobre el precio de la luz en España sobre el resto de países de la Unión Europea nos basaremos en los datos publicados en Eurostat en el que se realizará una evolución del precio por semestres y una variación del mismo entre el primer semestre de 2008 y el primer semestre de 2015. Los precios incluyen todos los impuestos y peajes analizados anteriormente.

Tabla 3. Evolución del precio de luz y tasa de variación 2008-2015

Evolución del precio por semestres		Variación del precio 2008-2015	
0,1635	Latvia	94,18%	
0,2309	Spain	69,03%	
0,1767	Greece	68,77%	
0,1302	Estonia	59,95%	
0,2279	Portugal	53,78%	
0,1256	Lithuania	46,05%	
0,2120	United Kingdom	45,40%	
0,1589	Slovenia	38,54%	
0,2951	Germany	37,38%	
0,2426	Ireland	37,14%	
0,1360	Turkey	36,27%	
0,1624	France	33,88%	
0,1317	Croatia	33,03%	
0,0942	Bulgaria	32,49%	
0,2180	Euro area (EA11-2008)	32,36%	
0,2078	European Union (28 c)	31,44%	
0,2084	European Union (27 c)	31,40%	
0,1552	Finland	26,90%	
0,1253	Malta	26,18%	
0,1303	Romania	22,81%	
0,2450	Italy	20,63%	
0,3068	Denmark	16,43%	
0,1444	Poland	14,69%	
0,2009	Austria	12,93%	
0,1957	Netherlands	10,63%	
0,1957	Cyprus	9,94%	
0,1851	Sweden	9,01%	
0,2126	Belgium	7,81%	
0,1767	Luxembourg	7,42%	
0,1506	Slovakia	5,98%	
0,1273	Czech Republic	-0,08%	
0,1614	Norway	-1,53%	
0,1127	Hungary	-27,20%	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

Gráfico 13. Evolución del precio en España y UE-28 (2008-2015) incluidos impuestos y peajes



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

Como queda recogido en la tabla 3, podemos observar que España es el segundo país de toda la Unión Europea, por detrás de Letonia, en el que más se ha encarecido el precio de la electricidad, a pesar de la crisis económica, en el período comprendido entre los años

2008-2015. La tasa de variación del precio de la electricidad en España fue de un 37,59% más con respecto a la media de los países de la zona euro (UE-28) entre los años 2008-2015.

El caso de Letonia es muy particular ya que en el primer semestre de 2015 entró en el euro como moneda oficial y los precios de la electricidad se encarecieron de manera acelerada en el último año. Su variación del precio entre 2008-2015 ha sido de un 94,18%, sin embargo, los precios de la electricidad en Letonia no son los más altos de toda Europa.

En el primer semestre de 2015, los países de la Unión Europea cuyos precios en la electricidad fueron más altos eran: Dinamarca (0,3068€/kWh), Alemania (0,2951€/kWh), Italia (0,2450€/kWh), Irlanda (0,2426€/kWh), y España (0,2309€/kWh) siendo la media de la UE-28 de 0,2078€/kWh.

Como hemos visto, el recibo de la luz incluye, no sólo el consumo realizado, sino una serie de partidas, peajes e impuestos que provocan que el precio sea de los más caros de toda Europa. De esta forma, vemos que el precio de la electricidad en España en el primer semestre de 2008 era de 0,1581€/kWh y en el primer semestre de 2015 0,2309€/kWh, es decir, sufrió una variación en el precio de la electricidad de un 69,03%.

7. CONCLUSIONES

Como se ha podido comprobar a lo largo del trabajo, el mercado eléctrico presenta un elevado grado de complejidad, donde interactúan muchos agentes y donde la información en la mayoría de ocasiones no es certera, lo que provoca la existencia de muchas dificultades e intereses de los agentes que intervienen en él. No se trata de un mercado habitual en el que únicamente interactúan la oferta y la demanda, sino que va más allá, donde hay más condicionantes e incertidumbre y conceptos que no dejan de ser del todo claros para la sociedad. Los documentos oficiales tampoco dejan claros los datos y a veces es difícil conocer cuál es la norma que está vigente. Se ha identificado una falta de transparencia en el sector debido a su gran dimensión donde no solo existen problemas en generación, en transporte en distribución o comercialización, sino que también interviene el Gobierno regulando el sector. A pesar de ello, se ha tratado de organizar toda la información con el fin de realizar su análisis.

En la generación se pueden identificar diversas tecnologías de producción tales como son las procedentes del petróleo, el carbón, el gas natural, o la energía nuclear consideradas como no renovables y la eólica, solar, biomasa e hidráulica como renovables. El mix

energético de generación ha tenido una evolución muy desigual a lo largo de la historia y no todas contribuyen a la estructura en generación de la misma manera. La producción de electricidad a partir de combustibles fósiles ha sido la que más ha predominado hasta la actualidad. El desarrollo de las energías renovables comenzó a partir de los años 90 evolucionando de manera muy acelerada hasta la actualidad. A pesar de todo ello, todas las formas de producir electricidad generan externalidades positivas y negativas sobre el medioambiente.

Uno de los objetivos del sistema eléctrico es el de reducir los precios de la electricidad y el de disminuir la dependencia energética del exterior de combustibles fósiles y fomentando el desarrollo de E-FER realizando intercambios. De esta forma, tanto el transporte como la distribución son un monopolio natural y para el consumidor final no es posible conocer el origen de la electricidad porque es un bien perfectamente homogéneo.

Se ha visto cómo existen diferentes comercializadoras, con el fin de aumentar la competitividad del sector. Además, el sistema eléctrico permite discriminar el precio de la electricidad fomentando la eficiencia energética y el ahorro.

En la formación del precio se han podido identificar dos grandes componentes. En primer lugar, los costes de producción de la energía donde más del 45% del precio de luz se debe a subastas diarias e intradiarias en las que participan productores, distribuidoras, comercializadoras y consumidores. Se realizan subastas porque conducen hacia la minimización del precio, pero incorpora incertidumbre y variabilidad en los precios. Estos mecanismos de establecimiento del precio son muy cuestionados porque en un sector oligopólico como es el sector eléctrico el coste de producción relevado por los productores de electricidad puede que no coincida con el coste real de su producción. Si la electricidad fuera almacenable se reducirían este tipo de problemas ya que los productores podrían recurrir a su stock en los momentos de máxima producción para ofrecer precios más competitivos. En mercados tan concentrados verticalmente (producción y comercialización) pueden tener el poder de restringir su oferta provocando incrementos en los precios. Tras 18 años de liberalización del sector, la CNMC señala que aún no se ha conseguido un funcionamiento plenamente competitivo en las actividades de generación y comercialización y se han identificado ineficiencias en el sector. En concreto, tratan de aclarar si los operadores tienen el suficiente poder de mercado para alterar el funcionamiento del mercado. Se puede afirmar que mercado está diseñado de tal manera que es casi imposible competir. El lobby

energético ejerce un elevado grado de poder para que los costes de producir la electricidad no se conozcan.

La componente regulada del precio sirve para sufragar los costes reconocidos del sector. Es en la palabra “reconocidos” donde surge el problema, porque no es posible conocer el coste real que les supone a las eléctricas producir la electricidad. En él se diferencian:

- Los costes por transporte y distribución sirven para sufragar los costes de transporte eléctrico y las pérdidas de la energía eléctrica durante su transporte.
- Las primas a las renovables se conceden para que éstas sean competitivas frente a las tecnologías convencionales.
- Los pagos por capacidad son muy cuestionados porque en ellos se incluyen habitualmente las primas al carbón nacional que emiten CO₂, pero sirven para mantener el sector del empleo en la minería.
- La moratoria nuclear finalizó en octubre de 2015, y se debe a la paralización de las inversiones en centrales nucleares que se iban a realizar en los años 90.
- El déficit de tarifa surge por la falta de transparencia en el sector y existe una gran controversia acerca de su origen

Una vez que se ha conocido cómo se forma el precio de la electricidad en la facturación se incluyen otra serie de impuestos como es el término de potencia, el margen de beneficios para las comercializadoras, el alquiler del equipo de medida o los impuestos, que provocan que el precio de la luz se encarezca aún más.

A pesar de la situación actual en el país, España es el segundo país de toda Europa en el que más se ha incrementado el precio de la electricidad, representado un aumento del 69,03% entre 2008-2015. Además, es el cuarto país cuyos precios son más elevados, por detrás de Dinamarca, Alemania, Italia e Irlanda. Además, se ha podido comprobar cómo la crisis económica afecta de forma negativa a la demanda total de energía eléctrica.

En un futuro se espera que la demanda eléctrica aumente de forma considerable ya que cada vez es más necesaria en ámbitos más extendidos como son los vehículos eléctricos. Además, se espera un aumento en el desarrollo de tecnologías renovables debido a los planes estratégicos de la UE 20-20-20. A largo plazo es difícil estimar si el precio de la luz seguirá en aumento porque al menos el 50% del precio de la luz depende del Gobierno en la parte regulada del precio.

8. BIBLIOGRAFÍA

Alonso, A. (2014): Sectores Regulados: Sector energético, Sector del transporte y Sector de las telecomunicaciones, Ed. Dykinson.

Boletín Oficial del Estado. BOE. Núm. 310, del 27 de diciembre de 2013. Págs. 105198 a 105294 (97 págs.). BOE-A-2013-13645

Boletín Oficial del Estado. BOE. Núm. 140, del 10 de junio de 2014. Págs. 43876 a 43978 (102 págs.). BOE-A-2014-6123

Boletín Oficial del Estado. BOE. Núm. 316, del 31 de diciembre de 2014. Págs. 107412 a 107427 (15 págs.) BOE-A-2014-13678

Boletín Oficial del Estado. BOE. Núm. 77, del 29 de marzo de 2014. Págs. 27397 a 27428 (31 págs.). BOE-A-2014-3376

Cámara, A.; Flores M.; D. Fuentes, P. (2011): Análisis económico y medioambiental del sector eléctrico en España. *Estudios de Economía Aplicada*. 493-514

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. “Informe sobre la liquidación provisional 9/2015 del sector eléctrico. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico” 17 de noviembre de 2015.

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Expediente R/0045/10 Gas Natural-Unión Fenosa del 21 de julio de 2010.

Del Rio, P. (2009): La promoción de la electricidad renovable en España en el contexto europeo. *Información comercial española (ICE)*. Marzo-Abril 2009. Nº 847

Fabra, N.; Fabra Utray, J. (2010): Competencia y poder de mercado en los mercados eléctricos. *Cuadernos Económicos de ICE*, 79:17-43.

Fundación de Estudios sobre la Energía (2008): Evolución de la generación eléctrica en España. Participación del carbón como fuente primaria. En *El futuro del carbón en la política energética española* (capítulo 3).

Gallego, C.J.; Victoria, M. (2012): Entiende el mercado eléctrico. *El Observatorio Crítico de la Energía (OCE)*.

García, M.; Mariz R.; de Llano F. (2012): Políticas de promoción de las energías eólicas y solar: los casos de Alemania y España. *Cuadernos económicos de ICE* 84: 158-172.

- Mendoza, A.: (2013). Nuevos costes de la energía: a partir del 1 de marzo, subidas para todos excepto para los consumidores. *Departamento de Gestión de Conocimiento Gómez-Acebo & Pombo*
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2013). *La energía en España*. Gobierno de España
- Mountain, D.C. (2012): Real-Time feedback and residential electricity consumption: the Newfoundland and Labrador pilot. QSEP Research Report N.449. Research institute for quantitative studies in economics and population
- Notari, C.; Perl H. (2005): Externalidades de la energía. El caso nuclear. *Comisión Nacional de la Energía Atómica (CNEA)*, Núm. 17/18 6-12
- Saiz, A. García M.D., Nogales, S. (2011): Los nuevos mercados energéticos. Mercados a plazo de la electricidad, en Aranzadi Martínez, Lasheras Merino y Pérez Simarro Eds: *Los nuevos mercados energéticos*, Fundación de Estudios Financieros. España. Págs. 145-192.
- Vives, X. (2006): El reto de la competencia en el sector eléctrico. *IESE – Universidad de Navarra - Occasional Papers*

OTRAS FUENTES

Banco Mundial

<http://datos.bancomundial.org/>

Cinco días

<http://www.cincodias.com/>

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

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

Confederación de Consumidores y Usuarios

<http://cecu.es>

El periódico

<http://www.elperiodico.com/es/>

Energía y Sociedad

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

Eurostat

<http://ec.europa.eu/eurostat>

Foro Nuclear

<http://www.foronuclear.org/es/>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía

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

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)

<http://minetur.gob.es>

OMIE

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

Rankia

<http://rankia.es>

Red Eléctrica de España

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

UNESA

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

Xataka

<http://www.xataka.com/>