



Facultad de derecho (ICADE)

**Análisis del régimen económico del
sector eléctrico español**
Crítica y propuestas

Autor: Jaime Figueroa Real de Asúa
5° E3 A
Derecho Administrativo
Tutor: María Burzaco Samper

Madrid
Abril 2017

Resumen

En este trabajo se va a realizar un análisis del actual régimen económico del sistema eléctrico español, y en su caso, una crítica y posterior propuesta, para aquellos elementos que se identifiquen como ineficientes o innecesarios. Tras un repaso de la normativa del sector hasta nuestra fecha, realizaremos el análisis del sistema eléctrico español. Identificaremos los principales costes que son sufragados por los consumidores, distinguiendo principalmente entre los costes que surgen mediante competencia en un régimen de libre mercado, y los costes regulados establecidos por la Administración. Desde una perspectiva liberal, propugnando la economía de mercado, se analizarán estos costes, y en su caso, se criticará su actual régimen y se realizarán propuestas encaminadas a alcanzar un sistema eléctrico más liberalizado y eficiente.

Palabras clave

Sector eléctrico, economía, Administración, política energética, déficit de tarifa, costes regulados, primas renovables, ciclo combinado, energía nuclear, reforma energética.

Abstract

In this paper, an analysis of the current economic regime of the Spanish electricity system will be carried out, and where appropriate, a critique and subsequent proposal, for those elements that are identified as inefficient or unnecessary. After a review of the regulation of the sector to date, we will carry out the analysis of the Spanish electricity system. We will identify the main costs that are borne by consumers, distinguishing mainly between the costs that arise through competition in a free market regime, and the regulated costs established by the Administration. From a liberal perspective, advocating a free-market economy, these costs will be analyzed, and if necessary, its current regime will be criticized and proposals will be made to achieve a more liberalized and efficient electricity system.

Key words

Electricity, economy, Administration, energy policy, tariff deficit, regulated costs, renewable premiums, combined cycle, nuclear energy, energy reform.

Índice

| | | |
|--------|---|----|
| 1. | Introducción | 1 |
| 2. | Evolución de la normativa eléctrica en España | 2 |
| 2.1. | Breve reseña histórica..... | 2 |
| 2.2. | El déficit de tarifa, y sus “parches” | 6 |
| 2.3. | La Ley del Sector Eléctrico de 2013, y el marco regulatorio actual..... | 10 |
| 3. | El sistema eléctrico español: régimen económico. | 12 |
| 3.1. | Peculiaridades de los sistemas eléctricos | 12 |
| 3.2. | Actividades reguladas: transporte y distribución..... | 13 |
| 3.3. | Actividades liberalizadas: generación y comercialización..... | 17 |
| 3.3.1. | La generación..... | 17 |
| 3.3.2. | Comercialización..... | 26 |
| 3.4. | Régimen especial de las fuentes de energía renovables | 28 |
| 3.5. | Otros costes regulados | 35 |
| 3.5.1. | Primas al carbón autóctono | 36 |
| 3.5.2. | La moratoria nuclear..... | 37 |
| 3.5.3. | Anualidades por déficits de tarifa..... | 38 |
| 4. | Crítica y propuestas para el sistema eléctrico español | 38 |
| 5. | Conclusiones | 45 |
| 6. | Bibliografía | 47 |
| 6.1. | Doctrina | 47 |
| 6.2. | Legislación..... | 49 |
| 7. | Anexos..... | 53 |
| 7.1. | Anexo 1: datos Red Eléctrica de España | 53 |
| 7.2. | Anexo 2: Tablas..... | 54 |

Abreviaturas

| | |
|-------|---|
| BOE | Boletín Oficial del Estado |
| CNMC | Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia |
| FADE | Fondo de Amortización del Déficit Tarifario |
| LOSEN | Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional |
| LSE | Ley del Sector Eléctrico |
| MLE | Marco Legal Estable |
| MW | Megavatio |
| RD | Real Decreto |
| REE | Red Eléctrica Española |
| UE | Unión Europea |
| UNESA | Unidad Eléctrica S.A. |

1. Introducción

El propósito de este trabajo es realizar un análisis detallado del régimen económico del sistema eléctrico español. Identificar los principales ingresos y costes, y explicar su naturaleza y su origen. Una vez identificados, y explicados, seremos capaces de discriminar entre los costes que verdaderamente tienen un origen en la prestación del servicio de suministro de energía, y los que tienen un origen fundamentalmente administrativo.

En el proceso de liberalización del sector eléctrico español, la normativa del sector se ha caracterizado por su constante revisión. Con ciertas salvedades, como se verá a lo largo del trabajo, la ordenación del sector ha sido objeto de constantes reformas e improvisaciones, las cuales, ineludiblemente, han tenido un efecto distorsionador en el mercado. Esta distorsión se ha traducido en grandes ineficiencias, y, por tanto, en importantes sobrecostes para los consumidores del sistema español.

A pesar de la liberalización, la intervención de la Administración en el sector ha sido muy notable, por considerarse un sector de interés económico. En este trabajo, tras la identificación y explicación de los distintos costes del sistema y de todos sus agentes, se revisarán las causas de dichos costes, para determinar cuáles son formados en condiciones normales de mercado, y cuáles están distorsionados por la intervención de la Administración.

Desde un enfoque liberal de la actividad económica, es decir, utilizando como principio rector que el libre mercado es el mejor distribuidor de recursos, en contraposición con la planificación e intervención de la Administración, realizaremos una crítica de dichos costes intervenidos por la Administración, y se realizarán propuestas por un ordenamiento de corte más liberal; la inversión libre y voluntaria privada, siempre será más eficiente que la inversión influida y determinada por la Administración.

El patente alto precio de la electricidad en España frente a los países de nuestro alrededor es suficiente justificación para la realización de este trabajo, donde buscamos promover la huida de la Administración de este sector, y dar paso a la iniciativa privada.

2. Evolución de la normativa eléctrica en España

2.1. Breve reseña histórica.

La electricidad llegó a España a finales del siglo XIX, durante la Restauración. En 1875 DALMAU y XIFRE instalan en la Plaza de Canaletas de Barcelona la primera central eléctrica, que abastecía a la empresa “La Maquinista Terrestre y Marítima” y en Madrid, la compañía General Madrileña de Electricidad inició en el año 1900 el alumbrado público de la ciudad¹. Sin embargo, no existía un derecho eléctrico propiamente dicho. Téngase en cuenta que durante la Restauración en España, la libertad industrial se entendía como un principio absoluto, debiendo la Administración apartarse, o “dejar hacer” al sector privado.

En 1924, tuvo lugar lo que NEBREDÁ PEREZ² denomina como la “puesta de largo” del Derecho eléctrico. Por Decreto de 19 de abril de 1924, se declara el suministro eléctrico como servicio público: se obliga a las empresas a prestar de forma regular el servicio de suministro, así como a sujetarse a un régimen de tarifas públicas y a la supervisión administrativa.

Este Decreto, sin embargo, no transformaba el suministro eléctrico en un servicio de titularidad pública, con acceso para los particulares a través de concesiones, sino que las empresas seguían desarrollando su actividad propia de forma independiente. La vinculación con la Administración venía por el sistema de tarifas y de supervisión pública, pero no a través de un sistema de concesiones administrativas, propio de los servicios de titularidad pública.

Dichas empresas eléctricas actuarán durante las primeras décadas en un mercado nacional compartimentado por zonas geográficas, en cada una de las cuales opera un monopolio verticalmente integrado. En otras palabras, no existía un mercado unificado.

No fue hasta después de la guerra civil, con la intensa crisis en la que estaba sumida el país, que se hizo necesario intensificar la eficiencia del sector eléctrico. Para ello se creó UNESA, o Unidad Eléctrica S.A. en el año 1944, una empresa que se encargó de unificar el sistema para crear un verdadero sistema único eléctrico nacional.

¹ GIMENO FELIU, J. (1994). *El sector eléctrico como servicio público*. Madrid: Civitas, p. 34.

² NEBREDÁ PÉREZ, J. (1999). *Distribución eléctrica. Concurrencia de disciplinas jurídicas*. Madrid: Civitas., p. 48.

Mediante Orden Ministerial de 2 de diciembre de 1944 se le confió la misión de conjugar los sistemas regionales existentes, de cada una de las zonas eléctricas, en un único mercado nacional. UNESA, se configuraba como una entidad formada por las grandes empresas eléctricas del país, encargada de interconectar todas las plantas de generación de las distintas regiones. Esta interconexión se llevó a cabo a través de un repartidor de cargas, que era emitía órdenes de entrada, o salida, a las distintas centrales eléctricas, en función de las necesidades de cada región.

Esta interconexión de la producción y el transporte de energía, garantizada por UNESA, permitió la creación de un sistema único y sin necesidad de acudir a la nacionalización del sector (que hicieron otros países como Francia o Reino Unido). Generación y transporte de electricidad seguían estando en manos privadas.

El modelo iniciado con UNESA, permaneció vigente hasta la década de 1980. Hasta aquel año, si bien, en esencia, se mantuvo el régimen de UNESA³, se fue observando un cada vez mayor control de la Administración sobre la actividad eléctrica.

Fue 1980 cuando surgió la necesidad de potenciar el control de la administración sobre la producción y el transporte de energía eléctrica. De esta necesidad nació la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional⁴. Esta ley declaraba el transporte de la electricidad como un servicio público, lo que supuso la nacionalización de la red de transporte. Para la gestión de este servicio público se creó una sociedad anónima de capital mayoritariamente público denominada Red Eléctrica de España, mediante Real Decreto de 23 de enero de 1985⁵.

En 1986 España ingresó en la Comunidad Económica Europea. El seno de esta ya se estaban dando los primeros pasos liberalizadores en el sector eléctrico. En España estos avances liberalizadores se verían plasmados en:

- El Marco Legal Estable (MLE), aprobado por Real Decreto 1538/1987 de 11 de diciembre⁶. Este reglamento, garantizaba a las empresas generadoras la recuperación de las enormes inversiones, -de ahí su nombre- reconociendo el derecho de que estas empresas tuvieran una remuneración que cubriese unos

³ MUÑOZ MACHADO, S., “Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia” en MUÑOZ MACHADO, S., *Derecho de la Regulación Económica*, Iustel, Madrid, 2012, p. 20

⁴ «BOE» núm. 312, de 29 de diciembre de 1984, páginas 37461 a 37467

⁵ «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 1985, páginas 2290 a 2290

⁶ «BOE» núm. 300, de 16 de diciembre de 1987, páginas 36923 a 36925

“costes estándares” reconocidos. Salta a la vista uno de los problemas fundamentales que plantea esta ley, y que será objeto de revisión y crítica en este trabajo; fuera de un mercado de oferta y demanda, como se pueden fijar los costes objetivos a los que tienen derecho.

- La Ley de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional (LOSEN), aprobada por Ley 40/1994, de 30 de diciembre⁷. El contenido del MLE dejaba ciertas deficiencias, y su rango (Real Decreto) era insuficiente. A raíz de esto, se aprobó la LOSEN. Ésta derogó el MLE, y supuso la primera ley que regulaba de forma general y sistemática el sector eléctrico. La única aportación notable de esta ley, fue la creación de un organismo regulador del sector: la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional. El resto de medidas introducidas por la LOSEN, no suponían una notable reforma del anterior modelo del MLE: la distribución y transporte seguían siendo de titularidad estatal, y se seguían garantizando unos costes reconocidos (que no costes de mercado).

La vigencia de la LOSEN fue muy breve; en 1996 se aprobó la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. En ella se definían: los calendarios de apertura progresiva de los mercados, los principios esenciales para el nuevo modelo como el de separación de las actividades reguladas y liberalizadas, la libertad de acceso a las redes de transporte y distribución, y la apertura gradual del mercado hacia la libre elección del suministrador.

La directiva se incorporó al ordenamiento español a través de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico⁸ (LSE). La LSE fue una auténtica ley liberalizadora, yendo aún más allá de lo exigido por la directiva que estaba transponiendo. Las principales novedades introducidas por esta ley fueron:

- a) El suministro eléctrico pasó de ser un servicio público a ser un servicio de interés económico general. Si bien esto puede parecer como una mera reformulación del mismo concepto, la realidad es que ello supone que el Estado no reserva para sí el ejercicio de ninguna de las actividades del suministro. El Estado, simplemente, se encargará de la regulación administrativa del sector.

⁷ «BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 1994, páginas 39362 a 39386

⁸ «BOE» núm. 285, de 28 de noviembre de 1997, páginas 35097 a 35126

- b) La LSE, acabó con la reserva de la explotación unificada del sistema en favor del Estado, y se atribuyó la gestión del sistema eléctrico a dos sociedades mercantiles privadas: el operador del mercado (encargado de la gestión económica) y el operador del sistema (encargado de la gestión técnica).
- c) Se hizo una división entre las actividades reguladas dentro del suministro eléctrico (transporte y distribución) y las actividades sujetas al libre mercado (generación y comercialización). Si bien, para lograr una verdadera competencia efectiva, se establece un sistema de peajes, para permitir el acceso de terceros a las redes eléctricas.
- d) La planificación, por parte del Estado, de la generación eléctrica dejó de ser obligatoria, quedando como una mera indicación al mercado de la generación. La planificación en el transporte, sin embargo, continuó siendo vinculante.
- e) Durante la vigencia de esta ley, los precios de la electricidad eran calculados en el mercado de producción, dejando atrás la retribución a través de las tarifas fijadas administrativamente. Esto produciría, sin embargo, un escenario de cierta inseguridad e incertidumbre, pues podría darse una situación en la que el precio fijado en el mercado no fuera suficiente para cubrir los costes de la inversión. Por esta razón, la LSE de 1997 estableció un mecanismo que permitiera a las empresas productoras recuperar su inversión, a través de los denominados “Costes de Transición a la Competencia”.
- f) Por último, la LSE de 1997 reforzó el papel de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, que pasó a llamarse Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

La Directiva del 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, supuso una importante consolidación del mercado eléctrico interior. Sin embargo, sería necesario darle un nuevo impulso a esta consolidación, y se hizo a través de la Directiva 2003/54/CE, que derogaba la anterior Directiva y cogía su nombre. Se traspuso al ordenamiento español con la Ley 17/2007⁹, si bien es cierto (como señala la exposición de motivos de dicha Ley) que la mayor parte del contenido de dicha Directiva ya se encontraba incorporado al Derecho español. Como comentábamos anteriormente, la LSE de 1997 fue una ley moderna y liberalizadora, que introdujo medidas más allá de la Directiva de 1996.

⁹ «BOE» núm. 160, de 5 de julio de 2007, páginas 29047 a 29067

En el 2007, a su vez, la Comisión Europea propuso una reforma del sector eléctrico aún más profunda, pues a su entender, aún era posible una mayor integración. De dicha propuesta, nació la aprobación del “tercer paquete” energético: la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad; el Reglamento (CE) nº 713/2009 por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía; y el Reglamento nº 714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

2.2. El déficit de tarifa, y sus “parches”

Uno de los principales problemas de la regulación del sector eléctrico en España, y que será objeto de crítica y profunda revisión más adelante en este trabajo, es el déficit tarifario, cuyo importe acumulado asciende a unos 25.000 millones de euros. Este importe, es, en última instancia, una deuda que tenemos los ciudadanos con las empresas eléctricas.

Para poder explicar bien el problema del déficit de tarifa, debemos referirnos a la legislación vigente al tiempo de producirse, que es la LSE de 1997. En su artículo 17, establece el régimen de peajes de acceso a las redes.

Estos peajes de acceso, son una tarifa que deberán pagar los consumidores del sistema eléctrico para cubrir una serie de costes regulados en el artículo 16 apartado segundo y siguientes. Estos peajes, vendrán determinados por el Gobierno (es decir, a través de Reales Decretos u Órdenes Ministeriales, el Gobierno aprobará la metodología de cálculo de dichos peajes de acceso). El problema aparece, cuando los costes que deben cubrirse con los peajes suben considerablemente, y sin embargo, el Gobierno, o más bien, la metodología aprobada por el Gobierno, no permite subir los peajes de acceso lo suficiente para cubrir esa subida en los costes¹⁰.

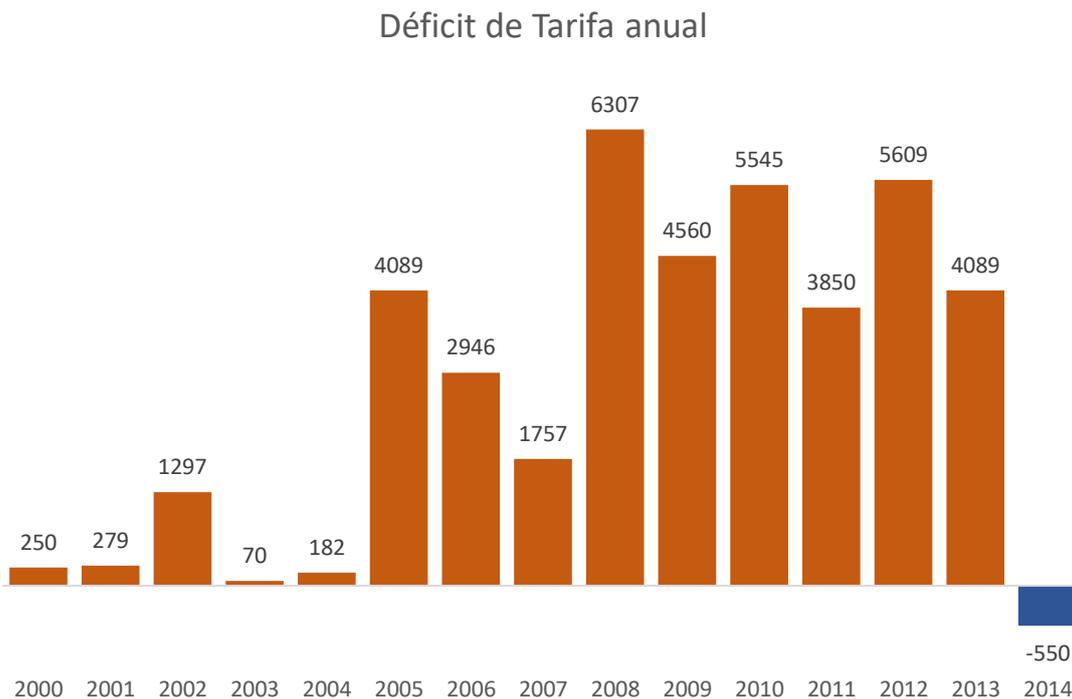
En otras palabras y a grandes rasgos, el déficit de tarifa se puede definir como la diferencia entre las tarifas fijadas por Gobierno de acceso a las redes (que en última instancia son repercutidas a los ciudadanos, y por tanto, son sufragadas por los consumidores) que

¹⁰ Téngase en cuenta las posibles motivaciones políticas que puedan existir en las subidas de los peajes de acceso. Subir los peajes de acceso, implicará subir el precio de la electricidad, lo cual impactará negativamente en la sociedad, y dará un rédito político negativo. De ahí que los sucesivos Gobiernos se mostraran reticentes a subir los peajes de acceso.

suponen parte de la retribución a las empresa eléctricas, y los costes que se han reconocido a dichas empresas¹¹.

El déficit tarifario apareció por primera vez en el sistema español en el año 2000, con un ligero desajuste entre ingresos y gastos. Este desajuste creció durante los dos años siguientes, para prácticamente desaparecer en 2003 y 2004. Sin embargo, volvió con mucha fuerza en 2005, y se quedó así durante los años posteriores.

Figura 1¹²



En la figura 1 podemos observar la evolución del déficit de tarifa desde el año 2000, y cómo éste, se ha convertido en uno de los mayores problemas no sólo del sistema eléctrico español, sino además de la propia Administración.

En un primer momento, se obligó a soportar a las empresas dichos desajustes, si bien obtendrían el derecho al reembolso en los 15 años siguientes. Cada año, se les devolvería la parte correspondiente de dicho derecho de cobro, y dicha cantidad, se reconocería como coste regulado que forma parte de la tarifa final; en otras palabras, anualmente, se iría incrementando la tarifa de los consumidores hasta devolver el desajuste.

¹¹ TARLEA JIMÉNEZ, R.; CODES CALATRAVA, J.M., “Evolución del Régimen Jurídico del Suministro Eléctrico en España” en ALONSO TIMÓN A.J. *Sectores regulados: sector energético, sector del transporte y sector de las telecomunicaciones*, Dykinson, Madrid, 2014, p. 28.

¹² Fuente: <https://blog.bankinter.com/economia/-/noticia/2016/03/08/deficit-tarifa-luz-cnmc.aspx> última vez visto en 15/03/2017

Ante la situación crítica, el gobierno de aquel momento se vio forzado a realizar una reforma urgente de la LSE. Se hizo a través del Real Decreto-Ley 6/2009¹³, que introdujo dos cambios fundamentales:

- Como primera medida, se introdujeron límites decrecientes para el déficit anual. No obstante, dichos límites fueron ampliados al poco tiempo por Real Decreto-Ley 14/2010 de 23 de diciembre¹⁴. Por otro lado, se estableció que no podría aparecer déficit ex-ante, y que los peajes de acceso deberían, en todo caso, cubrir todos los costes del sistema. El término ex-ante fue introducido por esta ley, y se refiere al déficit que “potencialmente” puede ocurrir. Los peajes deberían cubrir todos los costes que aparecerán en el futuro en el sistema.

El vicepresidente de la CNE de aquel momento, Fernando Marti Scharfhausen, y el consejero Javier Peón, emitieron un voto particular contrario y muy crítico con este mecanismo de reconocimiento del déficit ex-ante. El reconocimiento de un déficit ex-ante, implicaba reconocer y remunerar todos los costes futuros de las empresas. Sin embargo, al hacer esto, también se remuneraban los costes que no han sido eficientes; el déficit ex-ante permitiría a las empresas no ser eficientes, y por tanto, competitivas¹⁵.

- La segunda medida fue la introducción de un mecanismo para que las empresas eléctricas pudieran titular la deuda proveniente de los déficits anteriores. Estas eléctricas cederían sus derechos de cobro al Fondo de Amortización del Déficit Tarifario (FADE).

A partir de aquí, y hasta la llegada del siguiente gobierno¹⁶, no hubo nuevas reformas de calado en el sector eléctrico encaminadas a solucionar el problema del déficit de tarifa. Podemos observar en la figura 1 antes expuesta como no fue hasta 2014 que por primera vez en trece años que hubo superávit.

Fue con la llegada del nuevo gobierno de Mariano Rajoy, y apoyado en su mayoría absoluta tanto en Congreso como en el Senado, cuando tuvieron lugar las reformas

¹³ «BOE» núm. 111, de 7 de mayo de 2009, páginas 39404 a 39419

¹⁴ «BOE» núm. 312, de 24 de diciembre de 2010, páginas 106386 a 106394

¹⁵ MARTI SCHARFHAUSEN, F. (16 de Diciembre de 2010). *Voto particular que realiza el Vicepresidente de la CNE*. Obtenido de CNMC: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1555864_0.pdf

¹⁶ El 20 de noviembre de 2011 se celebraron elecciones generales, tras el adelanto electoral que declaró el anterior presidente José Luis Rodríguez Zapatero el 29 de julio del mismo año.

necesarias para paliar (al menos temporalmente) el déficit del sistema eléctrico. No obstante, dichas reformas no estuvieron exentas de polémica.

Hasta la promulgación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico¹⁷, (que más adelante se analizará) el ejecutivo aprobó hasta 6 Reales Decretos-Ley, cuyo contenido afecta directa o indirectamente a la regulación del sistema eléctrico, y cuya necesidad y urgencia está más que discutida:

- Real Decreto-Ley 1/2012¹⁸, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto-Ley 13/2012¹⁹, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes
- Real Decreto-Ley 20/2012²⁰, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.
- Real Decreto-Ley 29/2012²¹, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.
- Real Decreto-Ley 2/2013²², de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto-Ley 9/2013²³, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Estas numerosas reformas no fueron capaces de corregir el problema (con excepción del Real Decreto-ley 9/2013 que dio origen al régimen económico de la LSE de 2013), y se hizo notable que era necesaria una reforma del sector eléctrico, y más concretamente, una reforma del régimen económico del sistema.

¹⁷ «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2013, páginas 105198 a 105294

¹⁸ «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 2012, páginas 8068 a 8072

¹⁹ «BOE» núm. 78, de 31 de marzo de 2012, páginas 26876 a 26967

²⁰ «BOE» núm. 168, de 14 de julio de 2012, páginas 50428 a 50518

²¹ «BOE» núm. 314, de 31 de diciembre de 2012, páginas 89536 a 89557

²² «BOE» núm. 29, de 2 de febrero de 2013, páginas 9072 a 9077

²³ «BOE» núm. 167, de 13 de julio de 2013, páginas 52106 a 52147

2.3. La Ley del Sector Eléctrico de 2013, y el marco regulatorio actual

EL Real Decreto-Ley 9/2013 de 12 de julio ya introdujo cambios significativos en el marco regulatorio, que más tarde serían plasmados en la LSE de 2013, principalmente fueron: una reforma de la retribución de las actividades reguladas y de la retribución de la generación a partir de fuentes renovables.

La derogada LSE de 1997 tenía dos objetivos primordiales: garantizar el suministro eléctrico ininterrumpido y de calidad, y proveer de dicho servicio al menor coste posible. Es notorio que el objetivo del menor coste posible no se cumplió, sin embargo, si se consiguió dar un servicio de calidad. Por tanto, en esencia, el principal objetivo de la LSE de 2013 es el de garantizar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, ya que los principios que dotaron al sistema de ese servicio de calidad no tenían por qué ser modificados.

Los principales puntos de dicha Ley para garantizar la sostenibilidad financiera son:

- a) La actuación de la Administración Pública y de todos los sujetos del sistema eléctrico se someterán al principio de estabilidad presupuestaria. En otras palabras, los ingresos del sistema deberán ser iguales a los costes. Para asegurar esto, el artículo 13.5 de la LSE dispone que cualquier reducción de los ingresos (artículo 13.3) o incremento de los costes (artículo 13.4) regulados en esta ley deberán ir necesariamente acompañados de su respectiva reducción de costes o aumento de ingresos.
- b) El principio de estabilidad presupuestaria del artículo 13 se ve reforzado en el artículo 19 de la ley. Éste impone restricciones tasadas a los desajustes temporales por déficit de ingresos. Establece el artículo que los costes no podrán superar a los ingresos en más de un 2%, y adicionalmente, que la deuda acumulada de ejercicios pasados nunca podrá ser superior al 5% de los ingresos. En caso de rebasar cualquier de dichos límites, los peajes (o cargos²⁴) deberán ser revisados al alza en dicha cuantía.

²⁴ La LSE de 2013, siguiendo la terminología empleada por las Directivas europeas, introduce por primera vez el concepto de peajes y cargos. Previamente a la LSE de 2013, y bajo el régimen de la derogada ley de 1997, la ley sólo se refería indistintamente a ambos como peajes. Bajo el actual régimen, los peajes hacen son los pagos para la cobertura de los gastos por transporte y distribución, y los cargos son los pagos relacionados con otros aspectos regulados del sistema (por ejemplo, la retribución específica a la actividad de generación por fuentes de energía renovable).

- c) En cuanto a la retribución de las actividades reguladas, a LSE en su exposición de motivos nos indica los criterios para determinar dicha retribución de forma homogénea por todo el territorio nacional. Para la determinación de su retribución, se tendrá en consideración la actividad de una instalación tipo, realizada por una empresa “eficiente y bien gestionada”, y el nivel de riesgo de la actividad.
- d) La LSE de 2013 abandona la diferenciación entre producción de energía eléctrica en régimen ordinario y especial de la anterior ley. No obstante, se deja abierta la posibilidad de establecer un régimen retributivo específico para la generación por fuentes de energía renovable.
 - a. Esta indistinción entre régimen ordinario y especial, busca, en última instancia, igualar competitivamente a todas las fuentes de generación y, además, eliminar las primas que existían sobre el régimen especial, que además de suponer un gasto regulado enorme (en torno a siete mil millones de euros en 2010), suponen una distorsión muy importante de la libre competencia en el sector de la regulación.
- e) El suministro eléctrico de los sistemas no peninsulares (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla) podrá tener un régimen diferente, en el que se tendrán en cuenta solamente los sobrecostos causados por el carácter insular y su aislamiento respecto de la península.

Si bien el objetivo primordial de la nueva LSE es la estabilidad económica del sistema eléctrico, la ley, además, busca regular y clarificar otros aspectos:

- a) Las competencias de la Administración General del Estado.
- b) Los conceptos de conexión y acceso a las redes.
- c) Reformular el régimen sancionador para los agentes del sistema.
- d) El autoconsumo de energía eléctrica.

Con objeto de este trabajo, no se hará mayor referencia a los tres primeros puntos de esta lista que la mera citación. No obstante, en lo que respecta al autoconsumo de energía eléctrica, posteriormente en este trabajo se un comentario más en profundidad de su regulación, debido al papel clave que va a desempeñar en esta industria en los próximos años.

3. El sistema eléctrico español: régimen económico.

3.1. Peculiaridades de los sistemas eléctricos²⁵

Antes de iniciar el estudio de cada uno de los subsectores dentro del sistema eléctrico y como son retribuidos, es conveniente entender cuáles son las características propias del sector y de la energía eléctrica, que hacen que sea un sector tan extensamente regulado en todos los ordenamientos jurídicos:

- a) Es una industria que tiene que estar permanentemente interconectada a través de una red. Para un correcto suministro de electricidad, es indispensable que todos los generadores de un mercado estén conectados a una red de transporte y distribución. Generación y transporte y distribución se deben coordinar perfectamente, para suministrar la demanda de electricidad que necesita el mercado en cada momento.
- b) La energía eléctrica no se puede almacenar. Sin duda la calidad por excelencia de la electricidad, que hace tan compleja esta actividad. La electricidad es un bien para el cual aún no se han encontrado medios para almacenarlo a gran escala de forma eficiente y rentable. Esto hace que la demanda tenga que ser equilibrada al momento de producirse, sin ninguna demora. Por ello es necesario que programar con antelación la generación de energía, con un operador que sea capaz de ir ordenando la producción en función de la necesidad.
- c) Siempre tiene que haber un exceso de capacidad instalada en el sistema. La demanda de electricidad va cambiando a lo largo del día, y no es constante en ningún momento del día. La ilustración 1 de los anexos nos sirve como referencia para explicar este punto. Se observa como la demanda va cambiando a lo largo del día, en función de las necesidades de las unidades domésticas, y sobre todo, de las distintas actividades industriales. No sólo esto, sino que la demanda presenta, además, variabilidad estacional, mostrando una mayor demanda en las estaciones de mayor frío o calor. Por ello, para evitar faltas de suministros, en algún eventual caso de fallo de producción o de exceso de demanda, debe de haber un exceso de capacidad de entre un 10-15% sobre el máximo de la demanda anual.
- d) La electricidad es absolutamente homogénea. La producida por una planta eólica no presenta ninguna diferencia con la producida en una planta nuclear. Si bien los

²⁵ DE LA CRUZ FERRER, J., “El funcionamiento del sistema eléctrico” en MUÑOZ MACHADO S. *Derecho de la Regulación Económica*, Iustel, Madrid, 2012, p. 284.

inputs pueden presentar diferencias significativas, especialmente en los costes, el *output*, el producto, es exactamente el mismo.

- e) Elevadísimas barreras de entrada y de salida. El sector eléctrico es muy extensivo en capital; requiere de enormes inversiones para la construcción y mantenimiento tanto de las centrales eléctricas como de las redes de transporte y distribución. A ello se deben añadir las barreras administrativas, por las licencias urbanísticas, medioambientales y de seguridad que son necesarias para desarrollar la actividad.

Por estas razones, hasta el año 1990 el sistema eléctrico se configuraba a través de empresas completamente integradas, proveedoras de generación, distribución, transporte y comercialización, en un régimen de “monopolio natural”. En aquel momento, era la mejor forma de garantizar el suministro a todo el mercado, y no existía una forma alternativa.

A partir de entonces, y siguiendo el ejemplo de Reino Unido, comenzó una corriente liberalizadora, que se plasmó en una primera fase como una desintegración vertical, encargando la actividad de transporte y distribución y la gestión de las redes a operadores independientes.

El panorama actual, como se comentaba el desarrollo histórico de la legislación, es que el sistema eléctrico se divide fundamentalmente en dos tipos de actividades: actividades liberalizadas (generación y comercialización) y actividades reguladas (transporte y distribución). Cada una de ellas, a su vez, presenta sus propias peculiaridades, que serán tratadas en adelante en este trabajo.

3.2. Actividades reguladas: transporte y distribución

Los monopolios, según la teoría microeconómica, siempre darán lugar a situaciones de ineficiencia; la falta de competencia hará imposible una correcta formación de precios de acuerdo con la oferta y la demanda. El oferente podrá fijar “tasas” para acceder a su producto o servicio, que podrán estar muy alejadas del coste unitario de dicho producto o servicio, provocando ineficiencias²⁶.

²⁶ Al no concurrir en competencia, el monopolista no tendrá que ser eficiente; es decir, aunque aumenten sus costes, podrá seguir vendiendo su producto, pues es el único oferente. Si hubiera competencia, al subir sus costes, no podría subir el precio, pues perdería clientes en favor de los demás competidores.

Sin embargo, existen actividades, que, por sus características físicas o geográficas, se constituyen en monopolio de forma natural²⁷. Son actividades en las cuales, la concurrencia de competidores no va a provocar caídas en los costes, más bien lo contrario. La existencia de varios competidores provocará, en el largo plazo, un aumento de los costes, que se traducirá en un mayor precio para los consumidores; en otras palabras, actividades donde la existencia de un único proveedor es más eficiente que la pluralidad de los mismos.

En esta definición se enmarcan las actividades de transporte y distribución de electricidad. La existencia de más de un proveedor de este servicio, se traduciría en la construcción de múltiples tendidos eléctricos, con el consecuente coste económico y medio ambiental. La reducción de costes variables que puede suponer la existencia de competencia, nunca compensaría la enorme inversión en capital que requiere esta actividad.

Al constituirse como monopolios naturales, el transporte y la distribución se configuran como actividades que no pueden estar dirigidas por las normas de la oferta y la demanda del libre mercado. Por esta razón, en todos los ordenamientos jurídicos, incluido el español, transporte y distribución tienen la consideración de actividades reguladas, quedando sujetas a lo dispuesto en la ley, frente a lo dispuesto por el mercado.

En nuestro ordenamiento, la existencia de un monopolio natural en estas actividades queda reconocido en la exposición de motivos de la LSE de 2013, y es plasmado a través del artículo 8.2 párrafo primero de la ley:

“La operación del sistema, la operación del mercado²⁸, el transporte y la distribución de energía eléctrica tienen carácter de actividades reguladas a efectos de su separación de otras actividades, y su régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente ley.”

Las actividades de transporte y distribución quedan, por tanto, bajo el arbitrio de lo dispuesto en la ley, con la condición de actividades reguladas.

Concretando sobre la actividad de transporte, ésta es desarrollada en régimen de exclusividad por un transportista único; a este transportista le denomina la ley como el gestor de la red de transporte. Los artículos 31 y 32 de la LSE se encargan de regular el

²⁷ En lo que respecta a la teoría de los monopolios naturales nos referiremos al trabajo de SHARKEY, W. (1982). *The theory of natural monopoly*. Cambridge: Cambridge University Press.

²⁸ El operador de sistema y el operador de mercado se irán explicando a lo largo del trabajo junto con otras actividades, pues son agentes que se encuentran ligados a determinadas actividades.

proceso para la designación de este gestor de la red de transporte, si bien desde su creación recae esta tarea sobre Red Eléctrica de España.

Como gestor de la red de transporte le corresponden las funciones enumeradas en el artículo 30.2 de la LSE. La ley enumera hasta treinta funciones atribuidas al gestor de la red de transporte, que resumiremos como el desarrollo, mantenimiento y mejora de las redes de transporte de alta tensión.

Además de estas funciones, dice el artículo 30.1 que el gestor de la red de transporte será también el operador del sistema. Como tal, le corresponderán, también, las funciones enunciadas en el mismo artículo:

“El operador del sistema tendrá como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Ejercerá sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.”

Estas funciones de coordinación del sistema de producción y transporte de electricidad se entenderán mejor, y serán explicadas con mayor detalle más adelante en este trabajo, cuando se describa el funcionamiento y la formación de precios de la electricidad.

En cuanto a la actividad de distribución, de acuerdo con el artículo 38.1 de la LSE:

“tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad con el fin último de suministrarla a los consumidores”.

La distribución no es más que el servicio de llevar la electricidad desde las redes de transporte hasta los consumidores finales, ya sean unidades domésticas o industrias. La diferencia fundamental con el transporte, es que la distribución no opera en un régimen de exclusividad. Será agente de distribución aquel que desarrolle dicha actividad con la autorización administrativa que fija el artículo 39 de la LSE, y de acuerdo a los preceptos de la misma ley en lo relativo a distribución eléctrica.

Como ejemplo ilustrativo, según el registro de distribuidores eléctricos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo²⁹, actualmente existen en España 333 distribuidores eléctricos autorizados a tal efecto: cinco de ellos acaparan la mayor parte del mercado (Endesa, Iberdrola, Gas Natural Fenosa, la portuguesa EDP y la alemana EON³⁰), y las demás delimitan su actividad a regiones muy concretas.

Como se comentaba a inicios de este trabajo, el objetivo es realizar un análisis de nuestro sistema eléctrico, identificar aquellos aspectos que hacen que el sistema pierda eficiencia y proponer soluciones para que mejorar el sistema, y que se traduzca en un menor coste de la electricidad en nuestro país. Sin embargo, a nuestro entender, el marco normativo actual de las actividades de transporte y distribución ha demostrado ser perfectamente capaz de mantener una correcta regulación a la par que garantizar la eficiencia de dichas actividades.

Adicionalmente, la retribución de dichas actividades no muestra visos de monopolio. Como se comentaba anteriormente, un único oferente podrá poner los precios según su voluntad, sin necesidad de que éstos se ajusten a sus verdaderos costes eficientes, lo que implicará que los demandantes paguen una “prima por monopolio”.

La retribución del transporte y distribución de energía eléctrica viene regulada por el artículo 14.3 de la LSE, que dice así:

“3. Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.”

Esta retribución queda regulada como coste del sistema en el artículo 13 de la LSE y como indica el mismo artículo 14 en su apartado 1, se hará con cargo a los ingresos reconocidos como tal al sistema eléctrico en el artículo 13 de la misma ley. Estos ingresos

²⁹ Fuente: <https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/eee/indiceCalidad/distribuidores.aspx> última vez visto en: 08/03/2017.

³⁰ Fuente: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/4-3-distribucion/> última vez visto en 08/03/2017

reconocidos a las actividades de transporte y distribución son los ya mencionados peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

La cuantía de la retribución de las actividades de transporte y distribución quedan reguladas por los Reales Decretos 1047/2013³¹ y 1048/2013³², de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte y distribución de energía eléctrica, respectivamente. Se trata de reglamentos extensos y detallados, cuyos contenidos son imposibles de explicar en pocas líneas; baste decir que los reglamentos incorporan herramientas para garantizar una retribución razonable para una actividad de bajo riesgo (referenciando dicha retribución al tipo de interés del bono a diez años del tesoro español más un diferencial), así como los mecanismos para la recuperación de las inversiones en redes de tanto de transporte como de distribución de energía eléctrica.

La regulación de estas actividades, no sólo garantiza una retribución razonable a los empresarios que la realizan, sino que además promueve la eficiencia en dichos servicios, para fomentar la innovación y la mejora de las redes. Por otro lado, estos reglamentos limitan lo que antes hemos denominado como prima por monopolio; limitan la capacidad del empresario monopolístico para imponer los precios que le convengan.

En suma, entendemos que las actividades de transporte y distribución están correctamente reguladas, y que su retribución está acorde al servicio que prestan los agentes que las proveen. Por ello, no consideramos que la causa del excesivo coste de la energía eléctrica resida en dichas actividades, y que no merecen una crítica o revisión extensiva.

3.3. Actividades liberalizadas: generación y comercialización

3.3.1. La generación

La generación o producción de energía eléctrica sí se desarrollará en un régimen de libre mercado; así lo establece el artículo 8.1 primer párrafo de la LSE de 2013. El párrafo segundo del mismo artículo dice así:

“El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.”

³¹ «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013, páginas 106563 a 106593

³² «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013, páginas 106594 a 106638

El mercado de producción está compuesto por todos los procesos de compra y venta de energía en el mercado mayorista, así como otros servicios del suministro. Este párrafo puesto de relieve con el régimen de libre mercado para la generación, establecido en el primer párrafo, nos indica que estos procesos de compra y venta de electricidad en el mercado de la producción se atenderán a lo dispuesto por la oferta y la demanda.

Los principales mercados de electricidad son el mercado diario, el intradiario, y el mercado a plazo. En este trabajo nos centraremos fundamentalmente en explicar y criticar la formación de precios en el mercado diario.

En el mercado a plazo los precios se formarán por criterios financieros³³ más que puramente técnicos u operativos. El mercado intradiario se explicará a la vez que el mercado diario, pues su volumen y funcionamiento dependerá de éste último. Por estas razones, nuestro trabajo orbitará en torno al mercado diario, que es donde se forman principalmente los precios que más tarde llegarán a los consumidores.

El funcionamiento del mercado diario está regulado por los artículos 23, 24 y 25 de LSE, si bien éstos remiten gran parte de su contenido al desarrollo reglamentario, realizado éste a través del Real Decreto 2019/1997³⁴ de 26 de diciembre. De acuerdo con esta normativa, el proceso de formación del mercado diario tiene lugar en varias fases³⁵:

- I. Cada día, el operador de sistema (REE), realiza una estimación de la demanda de energía eléctrica que va a haber en el conjunto del territorio español. En la línea verde de la ilustración 1 vemos esta estimación. REE la lleva a cabo basándose en los consumos de los periodos anteriores, y ajustándolo con factores como la laboralidad, climatología y actividad económica.
- II. Una vez realizada la estimación, de acuerdo con el primer párrafo del artículo 23 de la LSE (desarrollado por el art. 8 del RD 2019/1997) los productores de energía efectuarán ofertas de venta de energía para cada una de las unidades de producción que posean, y que no se hayan vendido ya en el mercado a plazo o bilateral. Dichas ofertas estarán compuestas por una cantidad ofertada y un precio por cada Megawatio/hora (MW/H), y se presentarán ante el operador de mercado.

³³ Como bien indica el nombre, el mercado de electricidad a plazo se compone por los paquetes de electricidad que se compran y venden bajo un contrato de tipo forward. Se acuerda, en una fecha futura y determinada, comprar por un precio determinado una cantidad de energía.

³⁴ «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 1997, páginas 38047 a 38057

³⁵ Para una mejor explicación y entendimiento del funcionamiento del mercado diario e intradiario, se harán continuas referencias a la ilustración 1 del anexo 1.

III. Realizadas las ofertas de venta, en primer lugar, los comercializadores de referencia³⁶, estarán obligados a realizar ofertas de compra para suministrar a todos sus clientes. Tras ello, todos los agentes enumerados en el artículo 8 del RD 2019/1997, siguiendo lo establecido por el artículo 9 del mismo reglamento, presentarán sus ofertas de compra.

La línea roja de la ilustración 1 supone la demanda programada para el día concreto. Se irán adjudicando paquetes de menor a mayor precio hasta cubrir cada uno de esos escalones programados.

IV. El precio del último paquete de energía adjudicado para un día concreto, es el denominado precio marginal. Éste será el precio que se pague a todos los oferentes, independientemente del valor de la oferta que hicieran, de la misma forma que será el precio que deberán abonar los compradores de los paquetes.

Sobre la cuestión de la marginalidad en la energía eléctrica cabe hacer varias notaciones. En primer lugar, la apreciación que realiza DE LA CRUZ FERRER³⁷ en cuanto al precio ofertado por los productores de energía, que apunta que éstos ofertaran sus paquetes de energía por le importe de sus costes variables para producir dichas unidades de electricidad.

Al ofertar al coste variable, el empresario cubrirá, al menos, lo que le cuesta producir dicha energía. Si finalmente el precio marginal es superior al que ofertó, la diferencia le servirá para servir a los costes fijos, o al beneficio de la empresa. En consecuencia, este sistema beneficiará y premiará a aquellas fuentes de energía que sean eficientes, frente a las más costosas e ineficientes.

Los productores de energía por ciclo combinado, ofertarán su energía por el coste que tenga el gas que requieran para producirlo, y los mismo para los productores por fuel-oil con la gasolina, los de carbón con el propio carbón, y las nucleares por el coste del uranio (en otros costes de mantenimiento y operativos variables). Lógicamente, el coste variable de las unidades de producción renovables será notablemente inferior, especialmente la hidroeléctrica.

A efectos de clarificar este punto sobre los costes variables, se ha incorporado la ilustración 2 en el anexo 1, a la cual se harán continuas referencias para mejorar la

³⁶ Se explicarán más adelante en este trabajo. Baste decir que son los únicos comercializadores facultados para ofrecer electricidad por el Precio Voluntario al Pequeño Consumidor.

³⁷ DE LA CRUZ FERRER, J. “El funcionamiento del sistema eléctrico”, *cit.*, p. 284.

explicación. En él se muestra la composición de la generación del parque eléctrico español en cada momento del 23 de marzo de 2017. De entre todo el mix-energético³⁸, y en referencia a lo que venimos comentando de la marginalidad, destacan tres tipos de producción en España: la hidráulica, la nuclear, y la eólica.

Junto con la energía fotovoltaica (si bien ésta muestra enormes limitaciones, por la lógica de que sólo es operativa en las horas solares) estas tres energías cuentan con los costes variables de producción más bajos, el cual, en el caso de las renovables, es prácticamente nulo. Por esta razón, tienen una gran cantidad de energía adjudicada en todos los periodos horarios a lo largo del día.

El problema que plantea la marginalidad, y que plantea GÓMEZ-FERRER³⁹ puesto en relación con el libro blanco del profesor PÉREZ ARRIAGA⁴⁰ es que las subidas en los *inputs* de las centrales térmicas de combustión, van a provocar subidas en el coste de la electricidad, independientemente del mix energético. Esto es más fácil de notar con un ejemplo:

Imaginemos un sistema eléctrico donde el 90% del mix energético corresponde a energías renovables eficientes y a nuclear, y el otro 10% corresponde a centrales de ciclo combinado, que funcionan con gas natural. Digamos que el coste variable de las primeras (el más bajo, como ya se comentó) es de 1€ MW/H, mientras que de las segundas es de 3€ MW/H, dado el actual precio del gas natural, que entendemos que es bajo. Por tanto, el coste marginal de producción de energía eléctrica se situará en torno a 3€ MW/H.

Lo primero que se observa es que tan sólo el 10% del parque eléctrico es responsable de que el precio total de electricidad sea un 150% superior al coste medio de la electricidad. Lo segundo, es que, en caso de subir el precio del gas natural, el precio de la electricidad subiría consecuentemente. Si subiera a 5€, el precio de la electricidad lo haría igualmente, y en esta subida de la electricidad, surge el debate. El coste variable de la electricidad producida por las centrales del primer grupo se mantiene intacto, y, sin embargo, el coste marginal sube, y por ende, el coste total de la electricidad.

³⁸ Se denomina como mix-energético a la combinación de fuentes de energía eléctrico de una región o país concreto que suministran al conjunto del sistema.

³⁹ GÓMEZ-FERRER RINCÓN, R. (2009). El Régimen Económico del Sector Eléctrico. En MUÑOZ MACHADO, S., *Derecho de la Regulación Económica*. Madrid: Iustel. p. 884

⁴⁰ PÉREZ ARRIAGA, J. I. (2005). *Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid, p. 450.

Es paradójico que, subiendo un poco el precio de una de las fuentes de energía, si ésta es indispensable para el correcto suministro de energía, (es decir, que no hay sustitutos posibles) se sube considerablemente el coste de la electricidad, a pesar de que el coste medio sigue siendo muy reducido. En otras palabras, más sencillas, subidas en el precio del petróleo o del gas, suben el precio de la energía eólica.

Este alto precio supondrá una enorme, e incluso excesiva remuneración para las energías con costes variables bajos. Sin necesidad de haber sido eficientes y bien gestionadas, estas energías están aumentando su rentabilidad muy notablemente, por circunstancias completamente ajenas a ellas.

Para GÓMEZ-FERRER y PÉREZ ARRIAGA una situación como la descrita, deberá corregirse a través de una nueva normativa, en la que se limite la remuneración de los generadores con bajos costes variables, pues se entiende que perciben un margen sobre su electricidad producida que no se corresponde con una mejora en la eficiencia.

Nuestra opinión no se corresponde con la propuesta por GÓMEZ-FERRER y PÉREZ ARRIAGA. Si bien esto será objeto de discusión en otro apartado, la solución para esto no es una mayor regulación, sino una mayor desregulación, para permitir y promover la inversión en aquellas fuentes de energía más eficientes.

Además de la retribución de la generación derivada de la casación de la oferta y demanda de energía (y de la energía vendida bilateralmente o a plazo), existen otros conceptos que se reconocen como remuneración de la actividad de generación. Estos conceptos vienen recogidos en el artículo 14.5 de la LSE, siendo los apartados c), d) y e) los más conflictivos, y en los que más nos centraremos:

- a) Además del mercado diario, del cual ya se ha explicado su funcionamiento, existe un mercado intradiario de energía. Como su propio nombre indica, tiene lugar durante el transcurso del día, y en él, se casan oferta y demanda de energía para igualar la producción de energía con la demanda en cada momento.

Como ya se comentó, la generación programada en el mercado diario (en la ilustración 1 se corresponde con la línea roja escalonada) no es igual a la demanda para ese día concreto. Para poder igualar producción con la demanda, se tendrán que poner en marcha un mayor número de plantas de generación. Esta mayor energía producida se venderá y comprará en el mercado intradiario, en un proceso de casación de ofertas y demanda similar al del mercado diario.

El precio acordado por estos paquetes, también será parte de la remuneración de la actividad de generación.

- b) Otro concepto incorporado a la retribución de la generación es el conocido como servicio de ajuste. El operador del sistema, una vez realizado el primer programa de generación (mercado diario), resolverá las posibles restricciones técnicas que hayan surgido en el sistema, dando entrada a más centrales, incrementando la potencia de las ya previstas, o incluso desacoplando centrales. El servicio de ajuste se realiza a requerimiento del operador de mercado, y no existe una concertación de oferta y demanda (de ahí, que la retribución por los servicios de ajuste sea mayor).
- c) La retribución en concepto de capacidad disponible, con el fin de dotar al sistema de cierta flexibilidad y de un margen de cobertura. En la actualidad, se encuentra regulada por la Orden ETU/1976/2016⁴¹, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, en su artículo 4, haciendo esta Orden remisión, a su vez, a la Orden IET/2735/2015⁴², de 17 de diciembre (en su artículo 4 también), donde se regulan las cantidades a las que tendrán derecho por este concepto ciertos generadores.

La idea que subyace a la retribución por disponibilidad de la capacidad, es la de dar seguridad al sistema eléctrico, pues se remunera a aquellas plantas que están disponibles (aunque no entren en funcionamiento) y que podrían producir en caso de fallo de otras plantas. Cabe aquí mencionar, los fuertes debates y controversias que han generado estos pagos por capacidad, pues como apunta el informe de la CNMC sobre la liquidación de ingresos y gastos del ejercicio de 2016⁴³, la Administración estaría usando los ingresos por este concepto para cuadrar las cuentas del sistema eléctrica, para así paliar el déficit de tarifa, y repagar la deuda con las empresas eléctricas.

Debates aparte, estas centrales de respaldo, funcionan principalmente como garantía de las fuentes de energía renovable. Ciertamente, no siempre hay viento,

⁴¹ «BOE» núm. 314, de 29 de diciembre de 2016, páginas 91089 a 91103 (15 págs.)

⁴² «BOE» núm. 302, de 18 de diciembre de 2015, páginas 119084 a 119135 (52 págs.)

⁴³ CNMC. (20 de diciembre de 2016). *Liquidación 10/2016 del sector eléctrico, de energías renovables, cogeneración y residuos y del sector gasista*. Obtenido de CNMC: <https://www.cnmc.es/2016-12-20-liquidacion-102016-del-sector-electrico-de-energias-renovables-cogeneracion-y-residuos-y>

o sol, o embalses llenos, y conviene tener centrales de combustibles fósiles que puedan cubrirlas cuando fallen.

Sin embargo, esta idea no es perfectamente aplicable al sistema eléctrico español. Las centrales que podrán beneficiarse de estos pagos por capacidad disponible están enumeradas en el artículo 2 de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad, y son: las centrales de ciclo combinado, las centrales de fuel-oil (si bien estas sólo existen en los sistemas insulares, y estos no los estamos tratando tan profundamente), las de carbón, y las hidráulicas de bombeo. No es algo extraordinario, pues, como comentamos, estas centrales de soporte o de garantía deben de ser de combustibles fósiles, o al menos mostrar una alta flexibilidad, y poder estar operativas en poco tiempo si fallaren las renovables. El problema en el sistema español, y como se ve reflejado perfectamente en la tabla 1 del anexo 2, es que la capacidad instalada en estos sistemas de soporte está muy por encima de lo recomendable.

Entre 2001 y 2009 se instalaron 24.000 MW en el sistema español únicamente en plantas de ciclo combinado. Esta inversión podría no suponer nada extraordinario, si la demanda de los consumidores del sistema hubiera aumentado correspondientemente. Sin embargo, en la tabla 2 del anexo 2 observamos como éste no ha sido el caso. Si bien los datos proporcionados por la página del operador del sistema sólo alcanzan hasta el año 2012, podemos deducir que la evolución de la demanda distaba mucho de la capacidad instalada (o que se estaba instalando) en plantas de ciclo combinado.

Este descontrol en la inversión en centrales de ciclo combinado puede relacionarse con dos motivos principales:

1. En primer lugar, por el bajísimo precio del gas natural en aquellos años, y el bajo precio de construcción y mantenimiento que tienen estas plantas. Estos reducidos costes, invitaban a las empresas eléctricas a realizar inversiones en este tipo de energía. Al ser sus costes muy bajos, confiaban en poder competir con cualquier productor de energía de España, incluso con los que (como anteriormente comentamos) tienen costes variables cercanos a cero.

2. En segundo lugar, una deficiente planificación energética por parte de la Administración. Aún a pesar de que la actividad de generación se rige por el régimen de libre mercado, de acuerdo con el artículo 21.1 de la LSE (con diferente redacción en los artículos 21 y 28 de la LSE de 1997):

“La puesta en funcionamiento, modificación, cierre temporal, transmisión y cierre definitivo de cada instalación de producción de energía eléctrica estará sometida, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53⁴⁴ y en su normativa de desarrollo”.

En otras palabras, la Administración será la que, en última instancia, autorice la construcción de nuevas plantas de generación eléctrica. En la actualidad, al estar pendiente el desarrollo reglamentario del artículo 53 de la LSE, continúa en vigor lo dispuesto por el Real Decreto 1955/2000⁴⁵ de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. En el artículo 113 de este mismo reglamento se dispone que:

“Las competencias sobre la autorización de instalaciones titularidad de la Administración General del Estado serán ejercidas por la Dirección General de Política Energética y Minas, sin perjuicio de las expresamente atribuidas al Consejo de Ministros. Asimismo su tramitación será llevada a cabo por las Áreas o, en su caso, Dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación”.

Estas autorizaciones, en principio, serán motivadas por razones verdaderamente técnicas (si la demanda crece, será lógico autorizar la construcción de nuevas centrales eléctricas). Sin embargo, es inevitable que dicho régimen de autorizaciones se vea enturbiado por razones políticas. Estas razones políticas podrán tener un fundamento de utilidad pública (fomentar centrales de generación renovable o poco contaminante), medioambientales (el progresivo cierre de las centrales de

⁴⁴ El artículo 53 de la LSE viene a listar las diferentes autorizaciones administrativas requeridas para realizar las actividades citadas en el artículo 21 de la misma ley.

⁴⁵ «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2000, páginas 45988 a 46040.

fuel-oil en la Península), u otros fundamentos que quizás son objeto de estudio en otras áreas del derecho.

En uno u otro caso, las autorizaciones concedidas por la Administración excedieron considerablemente a los incrementos en la demanda del sistema, lo que ha resultado en la actual situación de sobrecapacidad instalada, especialmente en ciclo combinado.

Para la solución de esta sobrecapacidad instalada de centrales de ciclo combinado, la CNMC planteó⁴⁶ en 2015 la hibernación o cierre temporal de parte de estas centrales que ya no son rentables. El Gobierno, sin embargo, pospuso la decisión de hibernar dichas centrales, pues no tenía seguridad sobre la evolución de la demanda en el sistema español. Hasta que no llegue la solución, dicha partida de costes por pagos por capacidad seguirá siendo repercutida a los consumidores, y por tanto, serán los que soporten el mantenimiento de estas fuentes de energía, hoy en día, altamente ineficientes.

- d) Se podrá también incluir en la retribución de la actividad de generación la retribución adicional a las centrales eléctricas de los sistemas no peninsulares (Islas Canarias y Baleares, Ceuta y Melilla). Por su ubicación geográfica, los sistemas no peninsulares presentan unos costes para su suministro eléctrico superior al sistema peninsular. De acuerdo con el artículo 14.6 de la LSE, el Gobierno podrá aprobar un concepto retributivo adicional para cubrir la diferencia de costes (tanto de inversión como de explotación). Si bien la naturaleza de dicha retribución podría ser discutida, en este trabajo no se discutirá su existencia, pues entendemos que es una solidaridad justa que debemos tener los usuarios del sistema peninsular con los ajenos a éste.
- e) El apartado e) del artículo 14.5 de la LSE incluye como último concepto para la remuneración de la actividad de generación a la retribución específica que pueda existir para las fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos. Este apartado hace referencia, a su vez, al apartado 7 del mismo artículo, donde se desarrolla esta retribución. El régimen retributivo de las renovables se explicará en otro apartado, debido a su complejidad y a su impacto en la factura final de la luz.

⁴⁶ Fuente: <http://www.expansion.com/empresas/energia/2015/06/18/558299b646163f5e358b4583.html> última vez visto en: 12/04/2017.

Es necesario mencionar que los tres últimos conceptos explicados en este apartado (pagos por capacidad, sobrecoste de los sistemas no peninsulares y régimen especial de renovables) a pesar de ser considerados por la ley como costes de la actividad de generación, en la factura de la luz figuran como costes regulados. Adicionalmente, aparecen enumerados en el artículo 13.3 de la LSE, lo cual los convierte en costes regulados que irán a cargo de los peajes de acceso, en concreto como cargos⁴⁷ del sistema, aprobados por el Gobierno.

3.3.2. Comercialización

Como ya se comentó anteriormente, la actividad de comercialización de energía en el mercado español se desarrollará en un régimen de libre mercado. Este suministro de energía se define en el artículo 43.1 de la LSE como “*la entrega de energía a través de las redes de transporte y distribución mediante contraprestación económica en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles*”. Sencillamente, se trata del último intermediario que pone a disposición del consumidor la electricidad.

De acuerdo con el artículo 6.1.f) de la misma ley, extraemos que el requisito mínimo exigido para poder ser comercializador de energía eléctrica es constituirse como sociedad mercantil. Sin embargo, existen otros requisitos, regulados en la LSE en la forma de obligaciones de los comercializadores en el artículo 46.1 y desarrolladas en los artículos 70 a 74 del Real Decreto 1955/2000⁴⁸, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica:

1. Deberán comunicar el inicio de su actividad comercializadora, concretamente a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. Dicha comunicación deberá acompañarse de los documentos que acrediten que el comercializador cumple con las exigencias técnicas y económicas que requiere dicha actividad.
2. Para acreditar esta capacidad técnica, según el artículo 73.2 del Real Decreto 1955/2000, los comercializadores “*deberán cumplir los requisitos exigidos a los sujetos compradores en el mercado de producción de energía eléctrica conforme*

⁴⁷ Como explicamos anteriormente, en el nuevo régimen de la LSE de 2013, los peajes de acceso serán los que retribuyan al transporte y distribución, y los cargos el resto de costes regulados del sistema.

⁴⁸ «BOE» núm. 310, de 27/12/2000.

a los Procedimientos de Operación Técnica y, en su caso, las Reglas de Funcionamiento y Liquidación del mercado de producción”

3. Para acreditar la capacidad económica, según el artículo 73.3 del mismo Real Decreto, *“las empresas que quieran ejercer la actividad de comercialización deberán presentar ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado respectivamente”*.

En conclusión, para poder presentar el documento de comunicación de inicio de la actividad de comercialización, las sociedades mercantiles que así lo desean, deberán haber recibido el visto bueno del operador del mercado y del operador del sistema tras haber acreditado su capacidad técnica y económica para realizar dicha actividad.

Una vez introducida la actividad de comercialización, es necesario realizar una explicación sobre la formación de precios para el consumidor de electricidad. La actividad de comercialización se realiza en régimen de libre mercado, en el sentido de que son varios los oferentes de este servicio que concurren en el mercado, y los demandantes de electricidad podrán acordar con su proveedor el precio de la electricidad; sin embargo, existen ciertos consumidores domésticos, a los cuáles se les aplicará un precio “regulado”.

Este precio regulado, según el artículo 17 de la LSE se conoce como precio voluntario al pequeño consumidor (en adelante PVPC). Este artículo se limita a introducir el concepto de PVPC, y el verdadero desarrollo de esta tarifa y su contenido se encuentra en el Real Decreto 216/2014⁴⁹, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

El único requisito para poder adherirse a este PVPC, de acuerdo con el artículo 5.3 de dicho reglamento es tener una potencia contratada inferior o igual a 10 kW; cualquier consumidor con dicha potencia podrá acogerse a esta tarifa. Entre otras, las dos principales particularidades de esta tarifa son:

1. Sólo puede ser ofertada por los comercializadores de referencia, siendo éstos los que cumplan con los requisitos del artículo 3 del reglamento. Son unos requisitos

⁴⁹ «BOE» núm. 77, de 29 de marzo de 2014, páginas 27397 a 27428.

mucho más restrictivos que los exigidos para ser comercializador, lo que hace que sólo haya siete en todo el sistema eléctrico español⁵⁰.

2. El PVPC estará compuesto por: los peajes y cargos de acceso que correspondan, los costes de comercialización conforme a este, y el coste de producción eléctrica con base al precio horario del periodo de la facturación (artículo 6.2 del RD 216/2014). Es decir, que el precio pagado por los consumidores adheridos al PVPC no será el acordado entre ellos y sus comercializadores, sino el precio de la electricidad en el momento en el que la consuman.

Si estos consumidores concentran sus consumos en las franjas horarias de menor demanda, y los minoran en las horas pico de demanda, conseguirán reducir sus facturas. El principal contra de esta factura es la incertidumbre y la volatilidad; no puedes conocer de antemano cuanto te va a costar la luz, y como demuestran los datos recogidos por REE⁵¹, los precios de la luz son muy volátiles de un día a otro, y estás muy expuesto a posibles repentinos cambios en el mercado diario. A pesar de ello, De acuerdo con un informe de 15 de noviembre de 2016 de la CNMC, en el primer semestre de 2016 la opción más barata de contratación eléctrica fue el PVPC⁵².

En cualquier caso, y con independencia de la tarifa que escoja cada consumidor, entendemos que la actividad de comercialización no supone un gasto excesivo ni desmesurado para los consumidores, y que su actual regulación es adecuada para el proceso de liberalización que se está propugnando a nivel europeo y que venimos defendiendo en este trabajo. Por esta razón, no se someterá a mayor crítica y revisión esta actividad.

3.4. Régimen especial de las fuentes de energía renovables

Como ya comentamos en el apartado anterior, la regulación de las energías renovables en el ordenamiento español es muy compleja y extensa, y ha sido objeto de constantes

⁵⁰ Endesa, Iberdrola, Gas Natural, EDP, Viesgo, CHC por un lado, y Teramelcor y Empresa de Alumbrado Eléctrico por otro, para Melilla y Ceuta respectivamente.

⁵¹ Fuente: <https://demanda.ree.es/demanda.html> última vez visto en 06/03/2017.

⁵² CNMC. (15 de noviembre de 2016). *La CNMC publica el informe sobre la comparativa de ofertas de gas y electricidad para consumidores domésticos y PYMES en el primer semestre de 2016*. Obtenido de CNMC: <https://www.cnmc.es/2016-11-15-la-cnmc-publica-el-informe-sobre-la-comparativa-de-ofertas-de-gas-y-electricidad-para>

revisiones y reformas. Como indican TARLEA y CODES⁵³, desde el año 2000 hasta nuestros días, se han dictado más de 20 normas con rango de ley, y más de 100 reglamentos con contenido referido a las energías renovables; más de los que ya se han mencionado y citado en este trabajo. Para poder realizar un análisis académico profundo y detallado de esta materia, serían necesarias varias tesis doctorales. Dadas nuestras limitaciones académicas y espaciales, en este trabajo haremos una exposición lo más breve y detallada posible del régimen económico de las energías renovables en el sistema español, su evolución desde su introducción, y como ha afectado a los precios de la energía en España.

Si bien antes de la derogada LSE de 1997 ya hubo legislación referente a la generación con energías renovables, no fue hasta dicha ley cuando se distinguió la producción de energía entre el régimen ordinario y el especial. Tras esta ley vinieron varios reglamentos en desarrollo de su contenido siendo el más destacable fue el Real Decreto 436/1994⁵⁴, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En este reglamento se consolida el marco regulador de la producción con energías renovables y se crea un régimen económico estable y predecible. La principal novedad contenida en este reglamento, la observamos en su artículo 22. En él, se faculta a los titulares de las centrales de producción (a las que se les aplique el régimen especial por cumplir los requisitos contenidos en este mismo reglamento) a elegir entre dos opciones de retribución:

1. Los productores podían optar por una retribución a través de tarifa regulada. El productor, debía ceder la electricidad a su distribuidor (es decir, vender a precio cero la electricidad) y a cambio, obtendría una retribución en forma de tarifa fija cuya cantidad sería la resultante de aplicar lo dispuesto en el artículo 23 del mismo reglamento.
2. La segunda opción consistía en vender la electricidad libremente, como si de cualquier otro productor se tratase, ante el operador de mercado en el mercado diario. De esta forma, en principio, y como se comentó anteriormente, estos

⁵³ TARLEA JIMÉNEZ, R., & CODES CALATRAVA, J. (2014). "La Regulación Administrativa de las Energías Renovables". En A. ALONSO TIMÓN, *Sectores regulados: sector energético, sector del transporte y sector de las telecomunicaciones*. Madrid: Dykinson. p. 70.

⁵⁴ «BOE» núm. 75, de 27 de marzo de 2004, páginas 13217 a 13238.

productores cobrarían la diferencia entre el precio ofertado, y el precio marginal resultante de la subasta eléctrica. Sin embargo, esta retribución es insuficiente para poder cubrir los costes de explotación y de inversión que requieren este tipo de tecnologías. Por tanto, además del precio de venta que resulte del mercado, los productores recibirán un complemento por incentivo (siendo este incentivo, una suerte de premio por participar en el mercado libre, frente a la participación en el mercado regulado o de tarifa), y en su caso, una prima, cuyo importe vendrá determinado por los dispuesto en el artículo 24 del reglamento.

Si bien este reglamento supuso el principal hito en la normativa de renovables en nuestro ordenamiento, fue reformada al poco tiempo por el Real Decreto 661/2007⁵⁵, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este reglamento mantuvo el esquema de su predecesor; preservó la dualidad de opciones entre la retribución por tarifa o por prima. Sin embargo, introdujo dos cambios sustanciales en el régimen de primas con respecto al anterior. En primer lugar, se eliminaba el incentivo por la participación en el mercado, y en segundo lugar, se introducían unos límites máximos y mínimos a la retribución, ajustándose la prima en función del precio de mercado y de estos límites.

Poco tiempo después, el régimen económico de las energías renovables fue modificado, de nuevo, sustancialmente. Se aprueba el Real Decreto-ley 6/2009⁵⁶, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Esta ley, crea el Registro de Preasignación para el acceso al régimen económico especial del Real Decreto 661/2007 que antes hemos explicado; la inscripción en el Registro que se erigía como condición necesaria para poder acceder al régimen especial de generación

Según la exposición de motivos de esta ley, el objetivo de la creación de este Registro era controlar la desbocada inversión que se estaba realizando en este tipo de energías, en búsqueda de la fácil subvención; un retorno a la inversión atractivo, con un riesgo prácticamente nulo (si el Estado es el garante de tu retorno, podemos asumir que el riesgo de invertir en dicha actividad es nulo).

⁵⁵ «BOE» núm. 126, de 26/05/2007.

⁵⁶ «BOE» núm. 111, de 7 de mayo de 2009, páginas 39404 a 39419.

Ciertamente, y como se expuso a principios de este trabajo, el año 2008 y posteriores fueron los que mayor déficit de tarifa mostraron en las liquidaciones del sistema. De entre todos los costes que se cargaban sobre las tarifas de acceso, el de las primas a las energías renovables era el más cuantioso⁵⁷. Era notorio que dicha partida de gastos había aumentado de forma descontrolada, muy por encima del aumento de las propias tarifas de acceso, lo que provocó los desajustes en las liquidaciones finales.

Por esta razón, se hizo necesario algún tipo de control y límite a la inversión en energías renovables, que pusiera fin al aumento de la partida de primas a renovables. Y es que, en efecto, las primas a las energías renovables estaban poniendo en riesgo la estabilidad financiera del sistema eléctrico español.

El Registro de Preasignación, en principio, cumpliría estas funciones de control y límite. Permitiría conocer de antemano las instalaciones proyectadas, si cumplían los requisitos técnicos para acceder al sistema eléctrico, y sobre todo, el impacto que tendría la inscripción en el Registro sobre los costes en la tarifa eléctrica; el Gobierno sería capaz de controlar el posible abuso de las subvenciones que se pudiera dar.

Lo cierto es, que al igual que toda la normativa anterior sobre energías renovables, el Real Decreto-ley 6/2009 no consiguió aplacar las disfunciones que presentaba el régimen retributivo de dichas fuentes de energía. Se podría decir, que durante los años del Gobierno de José Luis Rodríguez Zapatero la política en materia de energías renovables era fundamentalmente de promoción (en muchos casos, como venimos comentando, quizás desorbitada), sin embargo, con el cambio de Gobierno en 2011, se empiezan a tomar medidas orientadas a una estricta estabilidad económica del sector, que cambian profundamente la normativa aprobada hasta la fecha.

La técnica legislativa utilizada para corregir los graves desajustes que sufría el sistema eléctrico fue el de los Reales Decreto-ley, algo que en su momento fue objeto de polémica por la discutible urgencia del contenido de dichas leyes. Muchas de estas leyes aprobadas durante estos años ya han sido comentadas a principios de este trabajo, no obstante, conviene recordarlas por los cambios que éstas introducen en el régimen de las fuentes de energía renovable:

⁵⁷ Fuente: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/7-2-el-deficit-tarifario-que-es-consecuencias-y-solucion/> última vez visto en: 14/04/2017

1. Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. El título de este Real Decreto-ley es un inmejorable resumen de su contenido, y lo explica por sí mismo.
2. Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar⁵⁸ y otras medidas de carácter económico y social. A través de esta ley, por un lado, se eliminó el límite del déficit tarifario para los periodos de 2012 y 2013, ante el inminente desvío entre los ingresos y gastos del ejercicio⁵⁹, y, por otro lado, se crean las herramientas para poder suprimir el régimen económico de primas para aquellas instalaciones que incumplan los requisitos para su inscripción en el Registro de Preasignación.
3. Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. La principal novedad introducida por esta ley, es la definitiva eliminación del régimen de las primas. Los productores de energía renovable sólo podrían optar por el régimen de tarifas, sin perjuicio de que prefieran seguir vendiendo su energía en el mercado, pero sin percibir prima alguna.
4. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Este Real Decreto-ley realiza una introducción al actual régimen de la LSE de 2013. Las plantas productoras de energía renovable, participarían en el mercado de la misma forma que lo hacen las demás centrales eléctricas. No obstante, las productoras de energía por fuentes reconocidas como renovables, además de la percepción del precio de mercado, tendrían derecho a una retribución adicional específica. Esta retribución adicional estará compuesta por dos términos: el primero que cubra los costes de la inversión que no pueden ser recuperados por los precios de

⁵⁸ Es indudable la deficiente técnica legislativa en este Real Decreto-ley, pues su título supone un evidente quebranto de los principios de seguridad jurídica y de homogeneidad y claridad normativa.

⁵⁹ De nuevo observamos la falta de voluntad política para subir los peajes de acceso.

mercado⁶⁰, y el segundo que cubra la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos obtenidos del mercado. De esta forma, se garantiza un retorno adecuado a la inversión, y a su vez, se garantiza a la empresa que tendrá cubiertas sus posibles pérdidas operativas.

Este régimen de retribución a las fuentes de energía renovables ha sido mantenido por la LSE de 2013, y la verdadera innovación de dicha ley es la reforma en el acceso a este régimen específico. Realmente no podemos hablar de acceso propiamente dicho, ya que la LSE de 2013 restringe el otorgamiento del régimen retributivo especial a un proceso de competencia competitiva. El Gobierno, cuando a su juicio o por indicaciones de las instituciones europeas, considere que es necesario instalar mayor capacidad en energías renovables, convocará una subasta, en la que concurrirán distintas oferentes y se adjudicarán los derechos para la instalación de plantas renovables en régimen de concurso.

En este sentido debemos de destacar la reciente convocatoria realizada por el Gobierno para la instalación de 3.000 MW de potencia en fuentes renovables. Dicha convocatoria la encontramos en el Real Decreto 359/2017⁶¹, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.

Con objeto de terminar con la explicación del régimen jurídico-económico de las energías renovables, debemos comentar el reglamento que sirvió de desarrollo a la LSE de 2013 en materia de renovables, el Real Decreto 413/2014⁶², de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Dada la extensión de este reglamento, y nuestro objetivo de no extendernos en la explicación del régimen de las energías renovables, baste decir que el principal contenido de dicho reglamento, así como el que más nos compete, es la metodología de cálculo del régimen retributivo específico.

⁶⁰ De esta forma, se permite a la empresa inversora obtener una rentabilidad razonable sobre la inversión, que estará referenciada al rendimiento de la Obligación del Estado a diez años en el mercado secundario más un diferencial adecuado.

⁶¹ «BOE» núm. 78, de 1 de abril de 2017, páginas 25504 a 25506.

⁶² «BOE» núm. 140, de 10 de junio de 2014, páginas 43876 a 43978.

Si bien en el siguiente apartado realizaremos el análisis crítico de los distintos problemas del sistema eléctrico español, es apropiado realizar una serie de notaciones sobre el problema que ha existido en la regulación de las energías renovables.

El descontrol en el otorgamiento del régimen especial de retribución a las centrales de energía renovable tuvo como consecuencia una injustificada inversión en energías renovables, y con ella, un aumento en la partida de costes de primas a renovables. Las causas de este descontrol son semejables a las que propiciaron la burbuja en los ciclos combinados.

Observando la tabla 1 y 2 del anexo 2, al igual que ocurría con las centrales de ciclo combinado, observamos como el aumento de capacidad instalada en fuentes renovables no se corresponde en absoluto con la evolución de la demanda en el sistema español. Téngase en cuenta que este aumento se debe, parcialmente, a los compromisos medio ambientales a los que ha llegado el Reino de España, tanto a nivel de la UE⁶³, como distintos tratados internacionales, como el Protocolo de Kyoto⁶⁴.

Estos compromisos, empujaban al gobierno a alcanzar ciertos objetivos de producción con energías renovables, y de reducción de la emisión de gases contaminantes. Sin embargo, se promovió la inversión en energías renovables con demasiado fervor, dejando de lado (al igual que en las centrales de ciclo combinado) las verdaderas exigencias técnicas del sistema eléctrico.

La normativa española en aquel momento, no sólo ofrecía enormes garantías sobre la inversión en energías renovables, sino que daba acceso a este régimen a cualquier productor. Cualquiera, no sólo las empresas especializadas en el sector, podría construir centrales de energía renovable, y obtener una subvención que asegurará el retorno sobre la inversión. Hasta que no se estableció el Registro de Preasignación, cualquiera podía obtener una fácil subvención y una buena rentabilidad; pero para entonces, ya era demasiado tarde.

⁶³ Destacar en materia comunitaria el acuerdo alcanzado en el Consejo Europeo de marzo de 2007 sobre los objetivos en materia energética y ambiental que para 2020 el 20% de la energía final provenga de fuentes renovables.

⁶⁴ ONU. (11 de diciembre de 1997). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Obtenido de UNFCCC: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

Podríamos afirmar, que el descontrol en el acceso a estas primas a energías renovables provocó una burbuja de renovables, donde la inversión superó con creces a las necesidades del sistema y a los compromisos alcanzados por el Gobierno en esta materia.

3.5. Otros costes regulados

En apartados anteriores hemos comentado los principales costes de nuestra factura de la luz, así como sus componentes. Es necesario recordar que la factura de la luz se divide (sin tener en cuenta los impuestos indirectos) en una parte para remunerar las actividades en libre mercado (coste de producción de la electricidad y margen de comercialización) y otra parte para remunerar las actividades reguladas y todos aquellos costes que sean definidos como costes regulados. Éstos últimos se encuentran enumerados en el artículo 13.3 de la LSE de 2013:

- a) *“Retribución de las actividades de transporte y distribución.*
- b) *Régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.*
- c) *Retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.*
- d) *Retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad, en su caso,*
- e) *Retribución asociada a los mecanismos que se desarrollen en aplicación del artículo 25.1⁶⁵, en su caso.*
- f) *Compensación asociada a la moratoria nuclear de acuerdo con la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional.*
- g) *Dotación del fondo para la financiación del Plan General de Residuos Radiactivos.*
- h) *Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.*
- i) *Imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de energía en el mercado de producción, en su caso.*

⁶⁵ Artículo 25.1 de la LSE: “El Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción, para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15 por ciento de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en períodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado.” Son las famosas primas al carbón autóctono.

- j) *Anualidades correspondientes a los déficits del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.*
- k) *Medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidos conforme a lo establecido en el artículo 49.*
- l) *Gestión técnica y económica del sistema en caso de desajuste entre los ingresos y la retribución de estas actividades conforme a lo establecido en el artículo 14.11, y el importe recaudado a través de los precios regulados que cobran a los agentes.*
- m) *Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico.”*

Muchos de estos costes ya han sido explicados en anteriores apartados de este trabajo, y otros no merecen mayor atención que la mera mención. En este apartado nos detendremos principalmente en tres de ellos: las primas al carbón, la moratoria nuclear, y las anualidades por los déficits de tarifa de ejercicios pasados.

3.5.1. Primas al carbón autóctono

Las primas al carbón suponen uno de los conceptos más controvertidos de nuestra legislación y de la factura eléctrica. La industria del carbón en España ha sido un sector tradicionalmente subvencionado. El carbón español no sólo era más caro de extraer, sino que poseía un poder calorífico muy inferior al que pudieran ofrecer los carbones importados⁶⁶. La solución de los sucesivos gobiernos (más allá de la democracia) fue la de apoyar al sector a través de subvenciones o ventajas para el uso de carbón nacional.

Una de estas visibles ventajas, es la que observamos en el artículo 25.1 de la LSE, donde el Gobierno se reserva la capacidad para apoyar a los productores con carbón autóctono para que produzcan como máximo un 15% del consumo final de electricidad. Actualmente dichas ayudas al carbón nacional están reguladas en la Orden IET/2095/2013⁶⁷, de 12 de noviembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas para los ejercicios 2013 a 2018 destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva y se efectúa la convocatoria de ayudas para el ejercicio 2013. Del texto extraemos que la industria del carbón no

⁶⁶ TRIGAL, L. L., & DEL POZO, P. B. (2013). “La minería del carbón en España: reestructuración sectorial y alternativas de desarrollo”. *Polígonos. Revista de Geografía*, p. 8.

⁶⁷ «BOE» núm. 273, de 14 de noviembre de 2013, páginas 91103 a 91113.

competitiva tiene una fecha de caducidad en 2018, algo de agradecer por los bolsillos de los usuarios del sistema eléctrico, y de todos aquellos que tributan.

Sin embargo, hay que destacar que las ayudas a los productores con carbón nacional no vienen reflejadas en la factura como tal, sino que lo hacen a través del Impuesto Especial sobre la Electricidad. La Ley 66/1997⁶⁸, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social que aprueba dicho impuesto dice en su exposición de motivos: *“En el ámbito de los Impuestos Especiales se introduce una nueva figura, el Impuesto sobre la Electricidad, que tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo en concepto de «coste específico asignado a la minería del carbón»”*.

Resulta llamativo no sólo el anacronismo que supone tener un impuesto especial que recargue el precio de la electricidad, cuando sobre él ya recae un recargo por IVA (dos impuestos indirectos sobre un mismo hecho imponible), sino que, además, dicha cantidad se esté destinando a apoyar a un sector extraordinariamente ineficiente, y que en condiciones normales de mercado hubiera desaparecido hace muchos años.

3.5.2. La moratoria nuclear

En segundo lugar, vamos a comentar la compensación por la moratoria nuclear. Como dice el artículo 13.3.f) de la LSE, su regulación la encontramos en la disposición adicional octava de la LOSEN. En resumidas cuentas, el texto establece que se paralizarán la construcción de tres centrales nucleares (Lemóniz, Valdecaballeros y Trillo II), y que las empresas que han invertido en ellas tendrán derecho a una compensación por la inversión realizada en ellas; esta compensación deberá ser abonada completamente en 25 años.

Haciendo los cálculos, observamos que apenas quedan dos años para terminar el plazo, y eso se observa en el volumen de las compensaciones que se realizan a las compañías inversoras por este concepto (cada vez más bajo). Ello no resta importancia al volumen que han tenido estas compensaciones en facturas pasadas.

El problema que surge a la luz de estas compensaciones no es su existencia o su regulación; las empresas eléctricas, legítimamente y amparados en la legislación de aquel momento, invirtieron su capital para producir una electricidad limpia y segura. Antes si quiera de poder obtener una rentabilidad de su inversión, se les prohíbe la producción de energía, y por tanto, la obtención de rentabilidad. Lógicamente, por simple seguridad

⁶⁸ «BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 1997, páginas 38517 a 38616.

jurídica, las empresas tendrían que ser compensadas por sus inversiones. No han perdido sus inversiones por mala praxis profesional, sino sencillamente por razones políticas, completamente ajenas a la gestión empresarial. Es innegable que la causa de este sobrecoste del sistema tiene un origen puramente político, que si bien no es el objeto de este trabajo, ello no le priva de posteriores críticas.

3.5.3. Anualidades por déficits de tarifa

Por último, en cuanto a las anualidades de los déficits de tarifa de ejercicios anteriores, el comentario a realizar es muy similar al de la compensación por la moratoria nuclear. Durante muchos años, en el sistema eléctrico español hubo un desajuste entre los ingresos por los peajes de acceso aprobados por el Gobierno, y los costes regulados que debían sufragarse con cargo a dichos ingresos.

Estos desajustes tienen como principal causa la decisión por parte del Gobierno de no subir las tarifas correspondientemente con los costes. De nuevo, una decisión política priva a las empresas eléctricas de una rentabilidad o remuneración que, en condiciones normales hubieran obtenido.

De nuevo, por el principio de seguridad jurídica, las empresas a las que se les han reconocido estos costes, tendrán derecho a cobrar aquello que se les ha reconocido, repercutiendo dicha diferencia a los consumidores anualmente. Si bien puede parecer injusto que sean los consumidores los que paguen por esta decisión política, lo cierto es, que lo que se paga hoy en día en forma de anualidades, es lo que no se pagó en el pasado a través de un menor precio en las tarifas. No obstante, y como decíamos en la compensación por moratoria nuclear, el hecho de que tenga causas más políticas que administrativas, no nos impide realizar una posterior crítica.

4. Crítica y propuestas para el sistema eléctrico español

En apartados anteriores hemos ido señalando e identificando los principales problemas que ha mostrado, y que aún muestra el sistema eléctrico español. El objetivo de este apartado es realizar una crítica constructiva de estas deficiencias que hemos identificado, proponiendo distintas alternativas que, además de mejorar el funcionamiento del sistema, tengan una repercusión positiva en la factura de la luz de los consumidores.

Uno de los primeros problemas que hemos identificado en este trabajo se ubica dentro de la actividad de generación, y tiene que ver con el mix energético. En la tabla 1 del anexo 2 podemos observar en qué tipo de fuentes se encuentra la capacidad instalada en nuestro

sistema. A su vez, en la ilustración 2 del anexo 1, podemos ver la composición de la generación en el sistema en un día concreto.

Previamente en este trabajo, hemos comentado que las fuentes de energía renovable (siempre que funcionen) y las de energía nuclear muestran, indudablemente, los costes variables o de explotación más bajos, lo que las convierte en las más baratas. Prueba de ello es la enorme cantidad de paquetes de energía que se les adjudica en un día concreto. Sin embargo, y como igualmente comentamos, la causa de la subida en los precios de la luz no se encuentra en este tipo de energías, sino en aquellas que presentan los costes variables más altos, y sobre todo, volátiles. El precio de la energía por ciclo combinado dependerá del precio del gas natural, y éste a su vez, dependerá de su propio mercado. Los movimientos en el precio de esas materias primas será las verdaderas determinantes del precio de la electricidad.

DE LA CRUZ FERRER⁶⁹ y PÉREZ ARRIAGA⁷⁰ abogaban por limitar la remuneración de las actividades más baratas, para abaratar el precio de la generación. A nuestro entender, esta no es la solución que requiere el sistema español.

En una situación verdadera de libre mercado (como es el régimen de la generación) los oferentes o productores de un bien, buscarán las formas más baratas y eficientes de producirlo. Esta forma más barata en el sector eléctrico, son energías nucleares y renovables, con la salvedad de que las energías renovables funcionan por disponibilidad, y no a voluntad del productor. En consecuencia, el productor del bien, invertirá en la energía más barata, que es la nuclear, para producir su bien.

En España la inversión en centrales nucleares está completamente paralizada. En la tabla 1 del anexo 2 podemos observar como no ha habido ningún aumento en la capacidad instalada en energías nucleares. La construcción de centrales nucleares sigue un régimen similar al de las autorizaciones para el resto de plantas, si bien con ciertas peculiaridades, como el necesario informe del Consejo de Seguridad Nuclear⁷¹.

⁶⁹ GÓMEZ-FERRER R. “El Régimen Económico del Sector Eléctrico”, cit. 884.

⁷⁰ PÉREZ ARRIAGA J.I. “Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España” p. 450.

⁷¹ Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas. «BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 1999, páginas 46463 a 46482.

Real Decreto 35/2008, de 18 de enero, por el que se modifica el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas, aprobado por Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre. «BOE» núm. 42, de 18 de febrero de 2008, páginas 8858 a 8871.

La ya comentada moratoria nuclear y la paralización de la construcción de dichas centrales nucleares supuso una expresión de la voluntad política del Gobierno de España, de no promover la energía nuclear. Dicha voluntad se ha mantenido intacta hasta la fecha, y actualmente no existe ningún proyecto de construcción de centrales nucleares.

A nuestro entender, esto ha sido un reiterado error de la política energética en nuestro país. Si observamos de nuevo la ilustración 2 del anexo 1, podremos observar como la instalación de mayor capacidad en energía nuclear se traduciría en la posibilidad de expulsar del sistema a las energías más ineficientes, como el carbón y las de ciclo combinado. A esto debemos añadir, que ello contribuiría a alcanzar los compromisos medio ambientales de reducción de emisión de gases contaminantes, pues la energía nuclear sólo produce residuos radioactivos.

Estos residuos presentarían el mayor riesgo para la gestión de las energías nucleares. No obstante, España cuenta con enormes extensiones de terreno desérticas y no fértiles, que podrían ser un perfecto depósito para estos residuos nucleares.

Por tanto, defendemos un marco jurídico estable para la inversión en energías nucleares, que garantice a las empresas su construcción y un correcto desarrollo de su explotación. Garantizar un auténtico funcionamiento de la actividad en libre mercado en la actividad de generación; que los productores tengan verdadera libertad para invertir en aquellas energías que consideren eficientes, limitando al máximo la posible intervención política.

Sobre los pagos por capacidad, no podemos defender una completa eliminación. Como hemos comentado, las fuentes de energía renovable no funcionan a nuestra voluntad, sino por disponibilidad (cuando hay viento, sol, lluvia). Dado que no podemos garantizar que la energía renovable funcione siempre, es necesario que haya centrales que actúen como respaldo, y que puedan ponerse en funcionamiento en poco tiempo para garantizar el suministro. Las centrales de ciclo combinado son muy flexibles, se ponen en marcha en poco tiempo, y son las que menos contaminan dentro de la energía por combustible fósil⁷².

Es necesario mantener una cierta capacidad disponible para poder cuadrar la producción con la demanda en caso de fallar las energías renovables. Y para ello, se deberá compensar correctamente a dichos productores por mantener las centrales disponibles, aunque no funcionen.

⁷² Fuente: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-1-tecnologias-y-costes-de-la-generacion-electrica/> última vez visto en: 15/04/2017

Sin embargo, no defendemos el actual régimen. Como apuntaba la CNMC, los actuales pagos por capacidad están muy por encima de los verdaderos costes por mantenerse disponible, y podrán estar utilizándose para cuadrar las cuentas. Además, como igualmente decíamos, son varios los productores que piden una hibernación o cierre temporal de estas plantas por infrautilización, cosa que no aprueba el Gobierno.

Para reducir el coste del sistema por los pagos por capacidad, se debe no sólo ajustar la remuneración por pagos por capacidad, sino aprobando la hibernación de gran parte de las centrales de ciclo combinado que están inoperativas.

Por tanto, el primer paso para reducir esta partida de gastos debe ser una hibernación de una parte de las centrales de ciclo combinado, y en segundo lugar, como solución alternativa trasladar las competencias para la fijación de los pagos por capacidad a la CNMC, que es un organismo mucho más técnico y objetivo, libre de motivaciones políticas. Así los pagos se ajustarían a los verdaderos costes de mantenimiento, sin que puedan ser inflados por el gobierno para cuadrar las cuentas del sistema.

En cuanto a las energías renovables, debemos apuntar que el actual régimen de la LSE de 2013 y del Real Decreto 413/2014 nos parece muy apropiado para este sector, si bien no perfecto. A pesar de que este trabajo se ha realizado desde una perspectiva ciertamente liberal, propugnando una menor intervención administrativa en este sector, no podemos ignorar el hecho de que las energías de fuentes renovables son fundamentales para la reducción de las emisiones de gases contaminantes. Sin embargo, y aún, siendo una herramienta fundamental del mix energético, no tampoco podemos negar la evidencia de que son energías que no ofrecen la misma rentabilidad que otras fuentes de energía, pues tienen unos costes de inversión enormes, y no ofrecen una rentabilidad asegurada (sólo funcionan cuando hay viento, sol, o agua).

Por tanto, para promover la inversión en estas energías es necesario un fomento por parte de la Administración; un fomento ordenado, siguiendo unos criterios muy claros de evolución de la demanda, de necesidades del sistema y, en su caso, compromisos internacionales. El actual sistema permite al Gobierno seleccionar minuciosamente cuando instalar potencia renovable, y a quien otorgársela, permitiendo premiar a los sistemas más eficientes e innovadores.

El anterior régimen, garantizaba la rentabilidad a prácticamente todas las instalaciones de renovables, incluso si eran completamente ineficientes (es decir, turbinas eólicas en

regiones donde no hubiera suficiente viento, o plantas fotovoltaicas donde sin suficiente sol durante el año). El actual régimen, al otorgar el régimen especial a través de un concurso, permite al Gobierno controlar previamente a la inversión, la eficiencia e innovación de los proyectos, así como su coste. Ello se traducirá en una mayor y mejor producción de electricidad, unido a un coste de inversión cada vez más reducido, pues se trata de un concurso.

En cuanto a los otros costes regulados, ya comentamos que tanto la moratoria nuclear como las anualidades son incorregibles, y son una deuda que tenemos los usuarios con las empresas eléctricas, a pesar de que el origen de la deuda sea político. Los políticos que en aquel momento tomaron aquellas decisiones ya asumieron (o no) sus responsabilidades políticas.

En su momento se debieron subir las tarifas para cubrir los costes, al igual que no se debió paralizar la construcción de dichas centrales nucleares⁷³. Sin embargo, hoy en día suponen unos costes del sistema necesarios, y hasta que no pagemos nuestra deuda con las empresas seguirán constando como gastos.

Cuestión distinta es el coste por las ayudas a las energías basadas en el carbón autóctono. Es obvio que, en condiciones normales de mercado, las minas de carbón nacional habrían desaparecido hace décadas. Al ser más caro y peor (menor poder calorífico) los compradores hubieran dejado de comprarlo, para comprar el carbón importado.

Las ingentes ayudas que ha recibido este sector han provocado, y provocan, una enorme distorsión en el mercado. Se mantiene artificialmente un sector completamente ineficiente, y dichas ineficiencias serán sufragadas por los consumidores finales. Habiendo alternativas mejores, más baratas y eficientes, artificialmente se nos obliga a consumir un producto caro e ineficiente.

Por tanto, entendemos que el artículo 25.1 de la LSE, así como toda la normativa sobre ayudas al carbón autóctono está completamente obsoleta. No tiene encaje posible en una economía de mercado, y mucho menos en un sector donde tanto a nivel nacional como europeo se está evolucionando hacia una mayor liberalización, y se está dando una huida

⁷³ Merece la pena recordar, con el fin de no ofender a ningún lector, que la principal motivación para paralizar la construcción de la central de Lemóniz, fueron las constantes amenazas y actos terroristas de la banda ETA hacia empleados de la empresa Iberduero, que en aquel momento era el principal inversor en dicha central. En dicho caso, la decisión política de paralizarla no se puede asociar con la arbitrariedad de las demás.

de la Administración. De la misma forma, tampoco tiene cabida el anacrónico impuesto especial sobre la electricidad, que además de suponer una doble imposición jurídica, tiene su fundamento en el apoyo al obsoleto sector del carbón español.

A modo de resumen de los deberes para el sistema eléctrico español, conviene citar a FERNÁNDEZ-CUESTA⁷⁴, uno de los principales promotores de la LSE de 1997, en un artículo reciente, concluye que : *“Nuevas leyes deberán sustituir a las vigentes, pero siempre deberán mantener como criterio rector que el mercado asigna correctamente los recursos y que la introducción de señales de precio vía impuestos basta para adecuar el comportamiento de los actores en el mercado sin necesidad de garantizar el retorno de inversión alguna.”*

Esta es la línea a seguir que proponemos en este trabajo. Sin restar valor a los enormes avances que se hicieron en España hacia la liberalización con las sucesivas leyes energéticas, el sistema español aún requiere de mayores reformas. Como dice FERNÁNDEZ-CUESTA, el mercado es el mejor distribuidor de recursos posible; la planificación e intervención pública distorsionan esta habilidad del mercado, haciéndolo más ineficiente, y empeorando el servicio que pudieran recibir los usuarios.

El exsecretario de estado de energía, a su vez, introduce en una frase una idea que también debe regir la técnica normativa en nuestro país. Al asegurar un retorno a través de primas o de cualquier mecanismo administrativo, inevitablemente se van a producir ineficiencias. Independientemente de los mecanismos que se establezcan, el productor no tendrá la necesidad de ser plenamente eficiente, y de gestionar correctamente su inversión, pues tendrá un retorno asegurado.

En consecuencia, para conseguir una máxima eficiencia, no debería haber ningún tipo de subvención a ninguna fuente de energía. Sin embargo, y como ya se comentó, las energías renovables son una herramienta fundamental en la mejora de la calidad de la generación y del medio ambiente, y, por tanto, son merecedoras de un trato más favorable que el resto de energías.

Este trato de favor, como dice FERNÁNDEZ-CUESTA, en vez de realizarse a través de suplementos, deberá realizarse a través de ventajas fiscales. De esta forma, no aseguramos

⁷⁴ FERNÁNDEZ-CUESTA, N. (2016). “Veinte años de liberalización energética”. *Cuaderno de Energía Nro. 50*, 46-51.

la rentabilidad, maximizando la eficiencia, y adicionalmente, promocionamos y favorecemos la inversión en energías renovables.

Por último, es digno de comentar el último artículo de PÉREZ ARRIAGA⁷⁵ sobre la energía del futuro. En este artículo, entre otras cosas, se defiende un mayor papel de los consumidores en el mercado. La evolución de la tecnología y de los sistemas integrados otorga al consumidor un cada vez mayor poder sobre la demanda eléctrica, y amplía su poder de elección.

Es digno de destacar el papel que dan al autoconsumo junto con los sistemas integrados. En el futuro, los consumidores podrán tener pequeñas instalaciones de generación integrados con los aparatos eléctricos de su vivienda. Por otro lado, y como ya se empieza a observar en España⁷⁶, cada vivienda tendrá su propio contador inteligente, que es capaz de discriminar por franjas horarias, y facturar la electricidad por el precio de la electricidad en ese momento. A esto le añadimos un aparato que haga las veces de gestor del sistema de la vivienda.

En los momentos pico de demanda, cuando la electricidad es más cara, el sistema integrado obtendrá la electricidad de su propio generador; de no ser suficiente, la obtendría del mercado, aunque reduciría en lo posible el consumo doméstico. Por otro lado, si el consumo doméstico está siendo bajo, pero el sistema está generando electricidad, la vivienda integrada vertería su producción en la red, obteniendo así el precio de la electricidad.

En definitiva, un sistema donde todos los aparatos domésticos estén integrados, y la facturación de la electricidad venga determinada por el mercado spot.

Hoy en día esto aún suena a ciencia ficción, y su complejidad puede asustar a cualquiera, pero lo cierto es que la facturación spot, y los sistemas inteligentes e integrados son el futuro de la electricidad. Los legisladores deben adelantarse cuanto antes a estos avances, para crear un marco normativo estable, que promueva la inversión tanto en autoconsumo como en energía inteligente. Ello no sólo mejorará enormemente la eficiencia de los

⁷⁵ PÉREZ ARRIAGA, J., JENKINS, J., & BATLLE, C. (2017). "A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study." *Economics of Energy & Environmental Policy* vol. 6 no. 1, 71-92.

⁷⁶ CNMC. (18 de octubre de 2016). *El número total de "contadores inteligentes" ascendió a 14,49 millones a finales de 2015*. Obtenido de CNMC: <https://www.cnmc.es/node/298941>

sistemas eléctricos, también tendrá repercusiones enormes en el precio de la luz en las viviendas y en la competitividad de las empresas e industrias.

5. Conclusiones

El proceso de liberalización en España ha estado marcado por las reiteradas e improvisadas reformas normativas. La falta de un marco normativo estable ha desembocado en importantes ineficiencias que hemos ido identificando a lo largo de este trabajo. A la falta de un marco normativo estable, se le añade incesante intervención de los sucesivos gobiernos y de la Administración en el sector.

Como hemos ido comentando a lo largo del trabajo, gran parte de los costes del sistema eléctrico tienen el carácter de costes regulados. Al estar regulados, será competencia de la Administración fijar la retribución de dichos costes a través de los correspondientes reales decretos u órdenes ministeriales. Algunos de estos, como la retribución de la actividad de transporte y distribución, presentan una regulación muy adecuada a su papel en el sistema y su carácter de monopolio. Otros, sin embargo, como hemos explicado en este trabajo, están incorrectamente calculados, o tienen un origen algo discutible. En este sentido debemos haber destacado y hemos propuesto alternativas para los siguientes conceptos:

- a) Los pagos por capacidad a las centrales de carbón y de ciclo combinado. Estos conceptos, tal y como indica la CNMC en su informe de 20 de diciembre de 2016, están artificialmente inflados, pues no se corresponden con los verdaderos costes de mantenimiento de dichas plantas. Además, tienen un origen discutible, pues como hemos comentado, por un lado, existe una notable sobrecapacidad de instalaciones de ciclo combinado, y muchas de ellas podrían ser cerradas (reduciendo así la cuantía de estos pagos), y por otro lado, las centrales de carbón son ineficientes, y funcionan gracias a las ayudas que perciben, y en condiciones de mercado terminarían cerrando.
- b) Las propias ayudas al carbón a través del Impuesto Especial a la Electricidad. Unas ayudas completamente incompatibles con una economía de mercado, y un impuesto injusto, pues supone una doble imposición jurídica, junto con el IVA, sobre el mismo hecho imponible, la compra de electricidad.
- c) Las primas a las energías renovables podrían ser objeto de revisión y debate. En vez de asegurar un retorno a través de primas y subvenciones, debería primarse este tipo de generación con un trato fiscal mucho más favorable que el resto de

energías, y, por otro lado, penalizar aquellas energías más contaminantes con tipos impositivos más altos.

Además de estos costes de carácter regulado, en este trabajo también hemos propuesto una revisión del plan energético español para los próximos años, donde se proyecte la inversión e instalación de nuevas centrales nucleares.

Estas nuevas centrales, al presentar unos costes operativos mucho más reducidos, permitirán expulsar a las energías más ineficientes que suben el precio marginal, y por tanto, el coste total de la actividad de producción. Esto servirá, además, para suplir el cierre de las centrales de carbón y ciclo combinado que proponíamos, que serán sustituidas por la energía nuclear, más barata y limpia.

Adicionalmente, hemos propuesto una nueva normativa para fomentar la inversión en autoconsumo y en sistemas inteligentes. Los sistemas integrados son el futuro de la electricidad, y un marco normativo adecuado aprobado a tiempo, y no improvisado como ha venido sucediendo en España, puede crear un entorno de seguridad jurídica que promueva la inversión en estos nuevos sistemas, fomente la competencia, y promueva la eficiencia del sistema eléctrica.

Finalmente, debemos hacer un llamamiento al consenso político. Para poder garantizar un marco de seguridad jurídica a las empresas y usuarios del sistema, es necesario lograr el mayor consenso posible. La inseguridad jurídica ahuyenta la inversión y la entrada de competidores, con lo que mejoraría la eficiencia del sector. Los políticos deben cooperar para poder proporcionar la mayor seguridad y estabilidad al sector, atrayendo inversión y competencia a la industria.

La regulación del sector eléctrico en España es ingente, y su contenido completo es inabarcable para estas características. Dentro de nuestras limitaciones, hemos tratado de ser lo más breves y detallados posible, explicando con la mejor calidad posible el objeto de estudio.

Es muy probable que existan aún mayores deficiencias en la regulación del sector eléctrico de las que aquí se han expuesto. Las explicadas en este trabajo son las, a nuestro entender, más notorias y de mayor volumen, y que requieren una más profunda revisión. Estas deficiencias, que, si bien muy probablemente no sean las únicas, si fueran revisadas, tendrían un impacto muy considerable en los costes del sistema, y, por tanto, en la factura final que soportan los consumidores, viviendas e industria.

6. Bibliografía

6.1. Doctrina

CNMC. (18 de octubre de 2016). *El número total de “contadores inteligentes” ascendió a 14,49 millones a finales de 2015*. Obtenido de CNMC: <https://www.cnmc.es/node/298941>

CNMC. (15 de Noviembre de 2016). *La CNMC publica el informe sobre la comparativa de ofertas de gas y electricidad para consumidores domésticos y PYMES en el primer semestre de 2016*. Obtenido de CNMC: <https://www.cnmc.es/2016-11-15-la-cnmc-publica-el-informe-sobre-la-comparativa-de-ofertas-de-gas-y-electricidad-para>

CNMC. (20 de Diciembre de 2016). *Liquidación 10/2016 del sector eléctrico, de energías renovables, cogeneración y residuos y del sector gasista*. Obtenido de CNMC: <https://www.cnmc.es/2016-12-20-liquidacion-102016-del-sector-electrico-de-energias-renovables-cogeneracion-y-residuos-y>

De La Cruz Ferrer, J. (2009). El funcionamiento del sistema eléctrico. En S. Muñoz Machado, *Derecho de la Regulación Económica* (págs. 279-331). Madrid: Iustel.

Fernández-Cuesta, N. (2016). Veinte años de liberalización energética. *Cuaderno de Energía Nro. 50*, 46-51.

Gimeno Feliu, J. (1994). *El sector eléctrico como servicio público*. Madrid: Civitas.

Gómez-Ferrer Rincón, R. (2009). El Régimen Económico del Sector Eléctrico. En M. Machado, & Santiago, *Derecho de la Regulación Económica* (págs. 859-936). Madrid: Iustel.

Marti Scharfhausen, F. (16 de Diciembre de 2010). *Voto particular que formula el Vicepresidente de la CNE*. Obtenido de CNMC: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1555864_0.pdf

Muñoz Machado, S. (2009). Introducción al sector energético: regulación pública y libre competencia. En S. Muñoz Machado, *Derecho de la Regulación Económica* (págs. 17-51). Madrid: Iustel.

Nebreda Pérez, J. (1999). *Distribución eléctrica. Concurrencia de disciplinas jurídicas*. Madrid: Civitas.

- ONU. (11 de diciembre de 1997). *Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*. Obtenido de UNFCCC: <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>
- Pérez Arriaga, J. I. (2005). *Libro blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España*. Madrid.
- Pérez Arriaga, J., Jenkins, J., & Batlle, C. (2017). A regulatory framework for an evolving electricity sector: Highlights of the MIT utility of the future study. *Economics of Energy & Environmental Policy* vol. 6 no. 1, 71-92.
- Sharkey, W. (1982). *The theory of natural monopoly*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Tarlea Jiménez, R., & Codes Calatrava, J. (2014). La Regulación Administrativa de las Energías Renovables. En A. Alonso Timón, *Sectores regulados: sector energético, sector del transporte y sector de las telecomunicaciones* (págs. 69-94). Madrid: Dykinson.
- Tarlea Jimenéz, R., & Codes Calatrava, J. M. (2014). Evolución del Régimen Jurídico del Suministro Eléctrico en España. En A. Alonso Timón, *Sectores regulados: sector energético, sector del transporte y sector de las telecomunicaciones* (págs. 20-94). Madrid: Dykinson.
- Trigal, L., & Del Pozo, P. (2013). La minería del carbón en España: reestructuración sectorial y alternativas de desarrollo. *Polígonos. Revista de Geografía*, 177-193.

6.2. Legislación

Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre Explotación Unificada Del Sistema Eléctrico Nacional. «BOE» núm. 312, de 29 de diciembre de 1984, páginas 37461 a 37467.

Ley 40/1994 de 30 de diciembre, de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional. «BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 1994, páginas 39362 a 39386.

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. «BOE» núm. 285, de 28 de noviembre de 1997, páginas 35097 a 35126.

Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. «BOE» núm. 160, de 5 de julio de 2007, páginas 29047 a 29067.

Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social. «BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 1997, páginas 38517 a 38616.

Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. «BOE» núm. 111, de 7 de mayo de 2009, páginas 39404 a 39419.

Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. «BOE» núm. 312, de 24 de diciembre de 2010, páginas 106386 a 106394.

Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 2012, páginas 8068 a 8072.

Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes. «BOE» núm. 78, de 31 de marzo de 2012, páginas 26876 a 26967.

Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. «BOE» núm. 168, de 14 de julio de 2012, páginas 50428 a 50518.

Real Decreto-Ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social. «BOE» núm. 314, de 31 de diciembre de 2012, páginas 89536 a 89557.

Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. «BOE» núm. 29, de 2 de febrero de 2013, páginas 9072 a 9077.

Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. «BOE» núm. 167, de 13 de julio de 2013, páginas 52106 a 52147.

Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico. «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2013, páginas 105198 a 105294.

Real Decreto 91/1985, de 23 de enero, por el que se constituye la Sociedad estatal «Red Eléctrica de España». «BOE» núm. 24, de 28 de enero de 1985, páginas 2290 a 2290.

Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, por el que se determina la tarifa eléctrica de las Empresas gestoras del servicio. «BOE» núm. 300, de 16 de diciembre de 1987, páginas 36923 a 36925.

Real Decreto 436/1994, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. «BOE» núm. 75, de 27 de marzo de 2004, páginas 13217 a 13238.

Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 1997, páginas 38047 a 38057.

Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas. «BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 1999, páginas 46463 a 46482.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización

de instalaciones de energía eléctrica. «BOE» núm. 310, de 27 de diciembre de 2000, páginas 45988 a 46040.

Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. «BOE» núm. 126, de 26/05/2007.

Real Decreto 35/2008, de 18 de enero, por el que se modifica el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas, aprobado por Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre. «BOE» núm. 42, de 18 de febrero de 2008, páginas 8858 a 8871.

Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013, páginas 106563 a 106593.

Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. «BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013, páginas 106594 a 106638.

Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. «BOE» núm. 77, de 29 de marzo de 2014, páginas 27397 a 27428.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. «BOE» núm. 140, de 10 de junio de 2014, páginas 43876 a 43978.

Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular. «BOE» núm. 78, de 1 de abril de 2017, páginas 25504 a 25506.

Orden IET/2095/2013, de 12 de noviembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas para los ejercicios 2013 a 2018 destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva y se efectúa la convocatoria de ayudas para el ejercicio 2013. «BOE» núm. 273, de 14 de noviembre de 2013, páginas 91103 a 91113.

Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre. «BOE» núm. 302, de 18 de diciembre de 2015, páginas 119084 a 119135.

Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017. «BOE» núm. 314, de 29 de diciembre de 2016, páginas 91089 a 91103.

7. Anexos

7.1. Anexo 1: datos Red Eléctrica de España^{77 78}

Ilustración 2

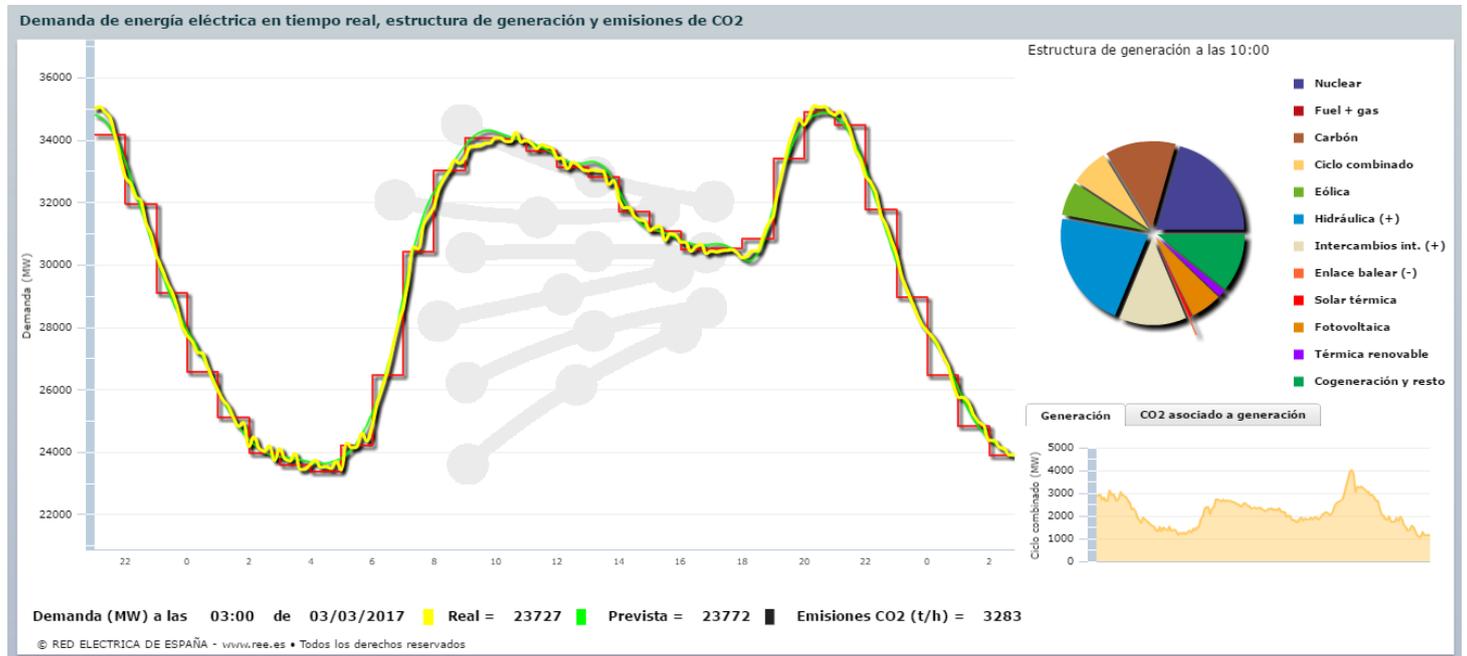
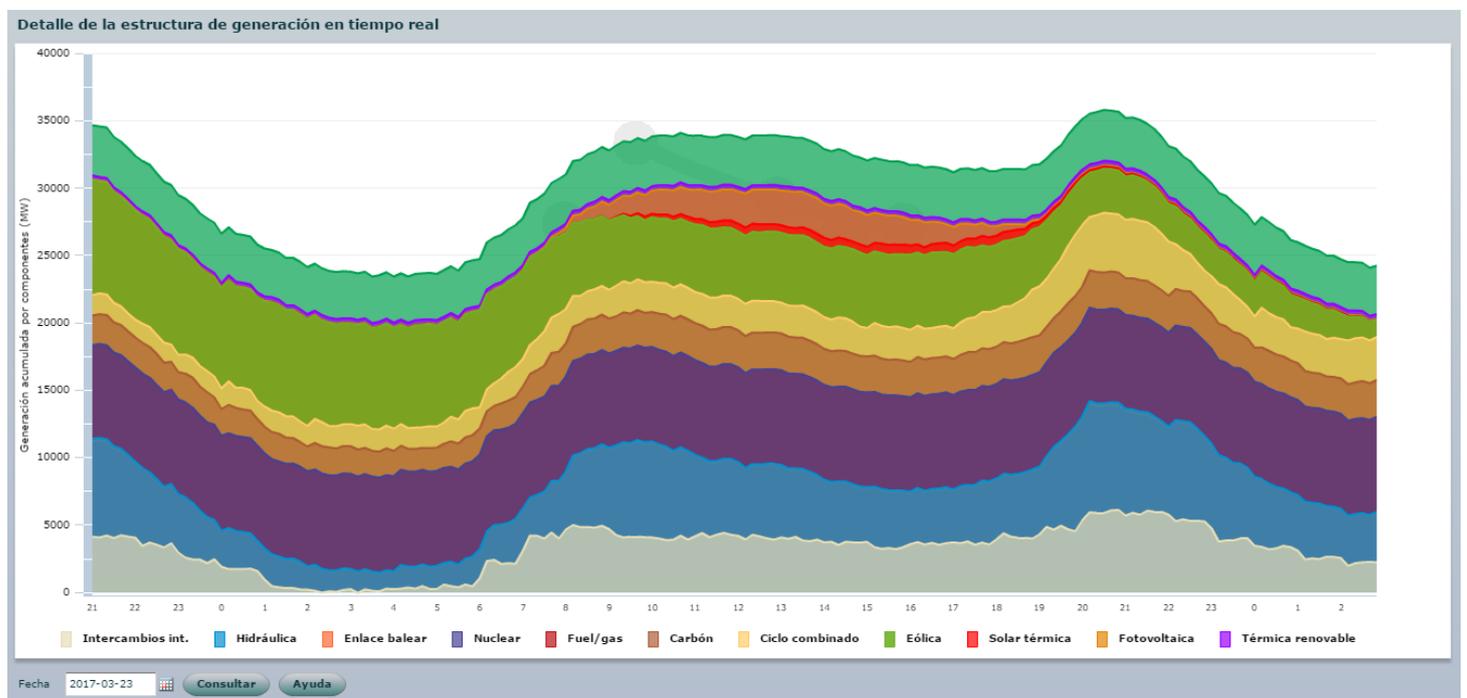


Ilustración 1



⁷⁷ Fuente: <https://demanda.ree.es/demanda.html> última vez visto en 06/03/2017.

⁷⁸ Fuente: https://demanda.ree.es/generacion_acumulada.html última vez visto en 23/03/2017-

7.2. Anexo 2: Tablas

Tabla 1⁸⁰

| MW | Hidráulica convencional y mixta | Bombeo puro | Hidráulica | Nuclear | Carbón | Fuel + Gas | Ciclo combinado | Hidroeléctrica | Resto hidráulica | Eólica | Solar fotovoltaica | Solar térmica | Térmica renovable/ Otras | Otros ⁷⁹ | Residuos | Total |
|------|---------------------------------|-------------|------------|---------|--------|------------|-----------------|----------------|------------------|--------|--------------------|---------------|--------------------------|---------------------|----------|--------|
| 1997 | 14143 | 2428 | 16572 | 7559 | 10860 | 7521 | - | - | 1233 | 375 | 1 | - | 102 | 2337 | - | 46560 |
| 1998 | 14143 | 2428 | 16572 | 7606 | 10860 | 7521 | - | - | 1279 | 634 | 1 | - | 115 | 2956 | - | 47544 |
| 1999 | 14299 | 2428 | 16728 | 7650 | 10860 | 7521 | - | - | 1332 | 1022 | 1 | - | 129 | 3611 | - | 48853 |
| 2000 | 14299 | 2428 | 16728 | 7677 | 11049 | 7521 | - | - | 1391 | 1829 | 2 | - | 181 | 4216 | - | 50594 |
| 2001 | 14301 | 2428 | 16730 | 7694 | 11059 | 7521 | - | - | 1473 | 2817 | 2 | - | 229 | 4969 | - | 52495 |
| 2002 | 14305 | 2428 | 16733 | 7694 | 11051 | 7220 | 2619 | - | 1512 | 4391 | 5 | - | 341 | 5377 | - | 56945 |
| 2003 | 14462 | 2428 | 16891 | 7614 | 11053 | 6655 | 4123 | - | 1567 | 5816 | 11 | - | 433 | 5732 | - | 59896 |
| 2004 | 14492 | 2428 | 16921 | 7590 | 11037 | 6664 | 8062 | - | 1630 | 7777 | 21 | - | 451 | 5987 | - | 66140 |
| 2005 | 14534 | 2428 | 16963 | 7597 | 10910 | 6370 | 11992 | - | 1695 | 9654 | 43 | - | 479 | 6163 | - | 71865 |
| 2006 | 14567 | 2451 | 17018 | 7456 | 11393 | 8900 | 16358 | - | 1797 | 11416 | 125 | 11 | 593 | 6442 | - | 81509 |
| 2007 | 14580 | 2451 | 17031 | 7456 | 11326 | 6959 | 21951 | - | 1872 | 13664 | 637 | 11 | 611 | 6597 | - | 88113 |
| 2008 | 14636 | 2451 | 17087 | 7456 | 11325 | 6659 | 22653 | - | 1979 | 16133 | 3355 | 61 | 652 | 6854 | - | 94213 |
| 2009 | 14636 | 2451 | 17087 | 7456 | 11325 | 5369 | 24184 | - | 2022 | 18860 | 3399 | 232 | 782 | 7077 | - | 97793 |
| 2010 | 14656 | 2451 | 17107 | 7515 | 11342 | 4698 | 26573 | - | 2036 | 19706 | 3840 | 532 | 821 | 7240 | - | 101411 |
| 2011 | 14668 | 2451 | 17119 | 7573 | 11572 | 3383 | 26634 | - | 2042 | 21166 | 4261 | 999 | 887 | 7313 | - | 102947 |
| 2012 | 14887 | 2451 | 17338 | 7573 | 11064 | 3106 | 26670 | - | 2042 | 22757 | 4561 | 1950 | 975 | 7276 | - | 105312 |
| 2013 | 14890 | 2451 | 17341 | 7573 | 11079 | 2996 | 26670 | - | 2103 | 23003 | 4639 | 2300 | 951 | 7179 | - | 105833 |
| 2014 | 14897 | 2451 | 17348 | 7573 | 10936 | 2996 | 26670 | 11 | 2103 | 23020 | 4646 | 2300 | 988 | 7172 | - | 105763 |
| 2015 | 17022 | 3329 | 20351 | 7573 | 10936 | 2490 | 26670 | 11 | - | 23020 | 4656 | 2300 | 748 | 6714 | 754 | 106224 |
| 2016 | 17025 | 3329 | 20354 | 7573 | 10004 | 2490 | 26670 | 11 | - | 23020 | 4669 | 2300 | 748 | 6714 | 754 | 105308 |
| 2017 | 17025 | 3329 | 20353 | 7573 | 10004 | 2490 | 26670 | 11 | - | 23048 | 4674 | 2300 | 749 | 6676 | 754 | 105302 |

Tabla 2⁴⁵

| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | Histórico |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Capacidad instalada | 105312 | 105833 | 105763 | 106224 | 105308 | 105302 |
| Invierno | 43010 | 39963 | 38666 | 40324 | 38239 | 44876 |
| Verano | 39273 | 37399 | 37020 | 39928 | 40144 | 40934 |
| Máximo | 43010 | 39963 | 38666 | 40324 | 40144 | 44876 |
| Sobrecapacidad | 145% | 165% | 174% | 163% | 162% | 135% |

⁷⁹ Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración

⁸⁰ Fuente: <http://www.ree.es/es/estadisticas-del-sistema-electrico-espanol/indicadores-nacionales/series-estadisticas> último vez visto en 06/04/2017