

El mercado español de electricidad tras la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico[♦]

Aitor Ciarreta, María Paz Espinosa y Aitor Zurimendi*

Los cambios regulatorios aprobados en 2013 y 2014 introdujeron dos modificaciones importantes en el funcionamiento del mercado eléctrico. La primera es el nuevo sistema de tarificación al consumidor, que aprovecha la instalación de contadores inteligentes y está basada en el precio horario del mercado diario. La segunda es el nuevo sistema de subvenciones a las energías renovables. El artículo examina las consecuencias de estos cambios en el funcionamiento del mercado y evalúa en qué medida la regulación es adecuada para la consecución de dos de sus principales objetivos: el control del déficit de tarifa y el logro de un sistema de tarificación competitivo que consiga un precio final ajustado a las necesidades de los consumidores.

El sistema eléctrico español ha vivido una profunda transformación tras la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE). La Ley busca fundamentalmente garantizar la sostenibilidad del sistema, puesta en entredicho como resultado de la deuda acumulada tras sucesivos déficits de tarifa. Para ello, el regulador se centra en dos grandes reformas que afectan tanto a la demanda como a la oferta de electricidad: (i) el nuevo sistema de tarificación eléctrica tras el Real Decreto 216/2014 que fija el método de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor y (ii) el sistema de remuneración a las energías renovables tras el Real Decreto 413/2014.

Esta nueva regulación ha modificado de manera sustancial el funcionamiento del mer-

cado. En este artículo analizamos los cambios y el impacto que la nueva regulación ha tenido en dos cuestiones relevantes: el control del déficit de tarifa y el sistema de tarificación a la persona consumidora enlazando este último con el nivel de competencia entre comercializadoras.

Las características del mercado eléctrico, donde conviven actividades como la distribución y el transporte, que son monopolios naturales, con otras actividades donde puede haber competencia como la generación y la comercialización, obligan a una regulación específica. La Ley 24/2013 mantiene la separación efectiva entre actividades reguladas y no reguladas y entre las reguladas entre sí, como prescribe la regulación comunitaria. En el caso del operador del sistema, en España

* Agradecemos la financiación del Ministerio de Economía y Competitividad y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (ECO2015-64467-R, MINECO/FEDER) y del Gobierno Vasco (DEUI, IT-313-07). Este artículo forma parte de un trabajo más amplio publicado por Funcas: Ciarreta, Espinosa y Zurimendi (2016).

* Universidad del País Vasco UPV/EHU, BRIDGE.

se ha optado por una separación estructural que impide a empresas del sector eléctrico tener una participación significativa en el accionariado del gestor de la red de transporte. Por el contrario, en el caso de los operadores de las redes de distribución se ha optado por remedios de comportamiento que obligan a medidas de supervisión con un elevado coste y que a veces no se muestran efectivas en la consecución de un óptimo nivel de competencia que pueda reducir la tarifa final que paga la persona consumidora.

Por otra parte, la regulación introducida en 2013 y 2014 de modificación del sistema de incentivos a las energías renovables se ha mostrado bastante efectiva para la contención del déficit tarifario. El cambio de sistema ha supuesto una reducción de las subvenciones pero al mismo tiempo se ha producido una disminución en la producción de este tipo de energías.

La nueva tarificación al consumidor introducida en el Real Decreto 216/2014 y el desarrollo de la instalación de contadores inteligentes han abierto la puerta a nuevos instrumentos en la competencia entre comercializadores. No obstante, no parece que aún se haya llegado a un nivel óptimo de competencia en la comercialización, que se ve afectada por la presencia en este mercado de empresas pertenecientes a los grandes grupos verticalmente integrados

Con una perspectiva más a largo plazo, la introducción de medidas dirigidas hacia la unión de la energía es seguramente el principal determinante de cómo será el mercado eléctrico en el futuro. La Comisión Europea aprobó en 2015 una serie de medidas conducentes al desarrollo de las interconexiones, que en el caso de España se traducirá en el aumento de la capacidad de interconexión con Francia y por ende con el resto de Europa. Por otra parte, el proyecto de acoplamiento de los mercados mayoristas de electricidad (MRC) sienta las bases para unificar las normas de mercado y utiliza un único algoritmo (EUPHEMIA), en funcionamiento desde 2014, como paso previo a un mercado único.

En su conjunto, la regulación reciente ha resuelto algunos problemas en el funcionamiento del mercado, en particular el déficit tarifario y la fijación de precios al consumidor, aunque en este segundo aspecto aún hay margen de mejora para alcanzar un nivel de competencia en la comercialización que abarate la tarifa final.

El artículo se estructura de la siguiente forma. En primer lugar analizamos los objetivos generales de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. En la sección siguiente se presenta e interpreta la evolución del déficit de tarifa. Finalmente se examina la nueva tarificación eléctrica y el grado de competencia entre comercializadores tras la aprobación del Real Decreto 216/2014.

Objetivos generales de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

La electricidad es un bien cuya producción no se puede almacenar salvo a escala muy pequeña, es un bien de primera necesidad para el conjunto de la población, la demanda es relativamente inelástica y concurren elementos que hacen que existan barreras de entrada naturales que impiden la libre entrada en el mercado. Atendiendo a estas características, el preámbulo de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece cinco grandes objetivos a cumplir en los próximos años: (I) garantizar el suministro eléctrico manteniendo los niveles de calidad necesarios, (II) la promoción de una competencia efectiva que permita el suministro eléctrico al mínimo coste para el consumidor, (III) la protección de los consumidores de último recurso, (IV) la sostenibilidad financiera del sistema y (V) la protección del medio ambiente.

En este artículo se evalúa en qué medida la regulación vigente es adecuada para la consecución de dos de los anteriores objetivos: la reducción y control del déficit de tarifa y el logro de un sistema de tarificación competitivo que consiga un precio final ajustado a las necesidades de las personas consumidoras. Esta ley deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, que fue concebida para crear el marco regulatorio necesario para implementar

la Directiva 96/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad. La necesidad de hacer frente a los nuevos retos del sector llevó a implementar un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico con el objetivo de corregir los desequilibrios financieros existentes (el denominado *déficit de tarifa*) y adaptar el marco legal a la nueva estructura de mercado existente. Las reformas afectan tanto al segmento de la demanda como al segmento de la oferta.

Por el lado de la demanda, los cambios tecnológicos recientes permiten la creciente implantación de contadores inteligentes. De esta forma se abre la puerta a la tarificación horaria y, en consecuencia, los consumidores pueden modificar sus consumos ante las variaciones horarias de los precios. Este hecho permite introducir nuevos elementos en la competencia entre comercializadores y puede cambiar las características de la demanda en el mercado diario. El 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, es la respuesta del regulador a esta necesidad de sistematizar la tarificación del consumidor final. Se abre la posibilidad de una mayor competencia efectiva entre operadores a través de distintas modalidades de contratación eléctrica y del cambio de operadores.

Por el lado de la oferta, el fuerte incremento del déficit de tarifa y la consiguiente deuda acumulada (cerca al 3% del PIB), obligaron a la adopción de medidas para reducirlo en un contexto de fuertes restricciones financieras. En particular, se optó por ofrecer primas a las diferentes energías renovables de tal forma que se garantizara un "rendimiento normal". El 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, legisla en este sentido. El objetivo de contener el déficit se alcanzó en 2015. No obstante, España también tiene unos objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero que obligarían a rea-

lizar ajustes en el *mix* de generación eléctrica que aún deben ser concretados.

La liberalización del mercado eléctrico en Europa ha sido auspiciada por distintas directivas comunitarias y se ha llevado a cabo de manera progresiva. En sus inicios la Directiva 1996/92/CE establecía (i) la plena separación de titularidad entre las redes de transporte y generación, (ii) la creación de un operador del sistema eléctrico independiente que garantice el acceso a las redes de transporte a todos los agentes participantes sin discriminación, (iii) la privatización de las actividades de generación y comercialización y (iv) la creación de un operador del mercado independiente para la fijación de los precios y las cantidades consumidas en un horizonte temporal determinado (hora, media hora, cuarto de hora..).

El proceso normativo supuso un cambio fundamental para las empresas que integraban verticalmente la generación y la distribución. Se obligó a la separación funcional de actividades verticalmente integradas aunque no se obligó a la separación de la propiedad entre ambas actividades. Esto se ha visto después reforzado por la creación de órganos reguladores independientes de los gobiernos y más recientemente por una regulación que sienta las bases de la integración de los mercados eléctricos europeos. La normativa europea ha ofrecido a los Estados miembros varias opciones para cumplir con el objetivo de liberalización, lo que unido a las distintas características naturales o elementos objetivos del mercado en cada país, han hecho que los resultados de dicha liberalización hayan sido desiguales.

Este proceso liberalizador ha sido más complejo que en otros mercados ya que no ha supuesto una mera eliminación o redefinición de la regulación existente. Aunque el objetivo es someter a la libre competencia a aquellos segmentos cuyas circunstancias de mercado sean idóneas para ello, las características propias de la electricidad hacen que se exija un cierto grado de regulación. Existen cuatro grandes segmentos con características y necesidades de regulación distintas: el de la producción, el transporte, la distribución y la comercialización.

Las actividades de transporte y distribución de energía son monopolios naturales, lo que debe ser tenido en cuenta al regular el mercado. Efectivamente, para el transporte de la energía se requiere de una infraestructura compleja, costosa y de considerable impacto ambiental, puesto que está constituida por redes, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 Kv (red primaria), o a 220 Kv (red secundaria). Además de ser ambientalmente insostenible la existencia de más de una red de transporte (una por compañía), sería económicamente inviable e ineficiente. Esto le otorga características de monopolio natural y debe asegurarse que el gestor de la red de transporte invierta lo suficiente en su mantenimiento y expansión de forma que asegure el suministro y la optimización del servicio, garantizando a la vez un acceso igualitario y no discriminatorio a la red de todas las compañías interesadas.

Algo similar sucede en la distribución, dado que esta consiste en la transmisión de energía eléctrica desde las redes de alta tensión hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución. Para ello se requieren líneas, parques, elementos de transformación y eléctricos de tensión inferior a 220 Kv. Se dan por tanto idénticas condiciones tanto ambientales como de costes que aconsejan que haya una única compañía o red de distribución por cada zona geográfica, evitando múltiples redes en la misma, y obligando a que se garantice en cada una de ellas una eficiente explotación y un volumen de inversión suficiente para conseguirlo, permitiendo a su vez el acceso a la misma a todas las compañías interesadas (comercializadoras).

Por otra parte, en las actividades de producción o generación de energía y en las de su comercialización, no existen condiciones de mercado objetivas o naturales que impliquen la necesidad de un monopolio, por lo que la comercialización y la generación se denominan actividades no reguladas, frente a las anteriores de transporte y distribución que se califican de reguladas. En puridad, todas las actividades son reguladas, porque incluso en la producción y comercialización, al tratarse de mercados en los que está implicado un bien

de primera necesidad que además presenta unas condiciones técnicas complejas y por tanto exigencias de seguridad notables, se requiere una previa autorización administrativa. Ahora bien, la Directiva 2009/72/CE requiere que los requisitos exigidos para la autorización no vayan más allá de los necesarios para garantizar esa seguridad y suministro efectivo y no se añadan otros innecesarios que limiten el acceso al mercado de nuevos oferentes. Se preocupa asimismo la Directiva de que el procedimiento de autorización no sea largo o exija mayores requisitos de los imprescindibles, puesto que en algunos países se han utilizado estas tácticas como maniobras dilatorias u obstaculizadoras de entrada de nuevas empresas a estas actividades de producción o comercialización, de acceso libre aunque sometidas a autorización.

Téngase presente que aunque en las actividades de generación con ciertas tecnologías la inversión necesaria para entrar al mercado puede ser considerable, lo que puede limitar la entrada de pequeños oferentes, esto no es así en la comercialización, actividad que requiere únicamente la adquisición de energía para su venta a los consumidores o a otros usuarios del sistema. Los comercializadores son intermediarios cuyo número conviene que sea lo suficientemente alto para introducir competencia en este mercado. Es por ello esencial que se les garantice el acceso a las redes de transporte y distribución de forma no discriminatoria, esto es, en igualdad de condiciones e información que el resto de competidores.

Teniendo en cuenta las características de cada una de estas actividades, la normativa comunitaria requiere además la existencia de un gestor independiente de la red de transporte, que se denomina operador del sistema o TSO (art. 30 LSE), en nuestro caso Red Eléctrica Española (REE), que además será el único transportista que actuará en la red salvo que excepcionalmente el Ministerio competente autorice a que determinadas instalaciones de transporte secundario sean explotadas por el distribuidor de zona que se determine (art. 34 LSE). Las funciones de los gestores de las redes de distribución y de transporte son precisamente velar por su adecuado funcionamiento, de

forma que sean capaces de satisfacer la demanda en cada momento y que se invierta en su mejora para que sea técnicamente posible dar acceso a ellas, y por tanto al mercado eléctrico, a más competidores en condiciones de igualdad. Para ello parece una condición imprescindible que los gestores tomen sus decisiones de forma independiente y no tengan interés común con ninguna de las empresas productoras o distribuidoras. Si así fuera, existiría un riesgo evidente de obstaculizar la actuación y acceso al mercado del resto de empresas con las que no tienen ese interés, por lo que no competirían con la misma información ni por tanto en condiciones de igualdad y se perjudicaría la competencia en este mercado¹. También se verían limitados los incentivos de un gestor de la red de transporte que estuviera verticalmente integrado a mejorar y realizar nuevas inversiones en la red, dado que ello supondría posibilitar la entrada de nuevas empresas a la red competidoras con respecto a aquellas con las que el gestor tiene intereses comunes².

Asimismo, la regulación que estructura el mercado se completa con la creación del denominado “operador del mercado”, en nuestro caso el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE), que asume “la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario... respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia” (art. 29 LSE). Tal independencia resulta esencial si tenemos en cuenta que organizará el mercado de compra-venta de energía entre productores, distribuidores y comercializadores, garantizando que se satisfaga la demanda efectiva en cada momento. Dicha

independencia presupone una ausencia de interés o relación con los oferentes o demandantes en el mercado (productores, distribuidores o comercializadores). De lo contrario, podrían producirse asimetrías en la información disponible para los intervinientes en el mercado, lo que podría adular el libre juego de oferta y demanda en las subastas de los mercados diario e intradiario de energía, respectivamente. En cualquier caso, para el adecuado funcionamiento del mismo, parece necesario garantizar un número suficiente de oferentes (empresas productoras) y demandantes (empresas distribuidoras y comercializadoras, además de consumidores directos), que realmente tengan un interés económico distinto, esto es, no formen parte del mismo grupo de empresas³.

En resumen, dadas las circunstancias de mercado existentes, especialmente la necesidad de monopolio en las actividades de transporte y distribución, la estructura de mercado ideal o más competitiva entre las posibles parte de una limitación a la integración vertical o posibilidad de realizar tales actividades reguladas junto a las de producción y comercialización (“libres”). Es por ello que la Directiva Europea de Electricidad ordena la separación legal de los operadores del sistema (TSOs) de las demás actividades, y lo mismo para los operadores de las redes de distribución (DSOs). Las redes de transporte y las de distribución no pueden estar controladas por una o varias empresas que intervengan en las demás actividades⁴. La razón es que la no separación extendería los efectos distorsionadores del monopolio natural al resto de actividades en las que puede existir competencia⁵, por lo que se regula las separaciones efectivas de

¹ Véanse, a título de ejemplo, las Resoluciones de la Comisión Nacional de la Competencia CNC 24-2-2012 y 11-6-2012, en las que se documenta que los dos principales grupos de empresas verticalmente integradas utilizan información derivada de su carácter de distribuidoras para reducir el mercado potencial de sus competidoras comercializadoras.

² “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad”, *Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento europeo*, 10-1-2007; y “Una política energética para Europa”, *Comunicación de la Comisión al Consejo europeo y al Parlamento europeo*, 10-1-2007. De “separación efectiva” de actividades habla el Considerando 9 de la vigente Directiva 2009/72/CE.

³ Recuérdese a este respecto lo sucedido en diciembre de 2013 cuando la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) anuló la vigésima subasta CESUR.

⁴ Véanse por ejemplo las Resoluciones de la Comisión Nacional de la Competencia, CNC 8-11-2011, 20-9-2011 y 21-2-2012.

⁵ Sobre los efectos económicos de la integración vertical, véase Zurimendi (2006), pp. 67 a 103, con ulteriores referencias. Más brevemente, López Milla (2007), pp. 129 y 130.

actividades reguladas y no reguladas, así como de las reguladas entre sí⁶.

En las siguientes secciones se detalla la regulación más reciente y algunas de sus implicaciones para el funcionamiento del sector en lo referente al déficit de tarifa y la fijación de un sistema de tarificación competitivo que satisfaga las necesidades de la persona usuaria.

Evolución del déficit de tarifa tras la Ley 24/2013

La sostenibilidad financiera del sistema eléctrico pasa, en primer lugar, por el control del déficit de tarifa y la consiguiente financiación de la deuda acumulada en los últimos años. El déficit tarifario es el resultado de que durante varios ejercicios los costes regulados reconocidos del sistema eléctrico español han sido superiores a los ingresos obtenidos. El déficit resultante es una deuda del sistema eléctrico con las empresas de generación que son quienes lo han financiado temporalmente. El déficit tarifario en buena medida está ligado a los incentivos a las energías renovables ya que estos están incluidos en los costes del sistema⁷.

La deuda acumulada se traslada a futuras generaciones de consumidores a través del reconocimiento de derechos de cobro. El Real Decreto-Ley 6/2010 de 9 de abril, creó el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) con el fin de financiar y amortizar el importe acumulado de la deuda del sistema público de liquidaciones con las compañías generadoras (fondo máximo de 26.000 millones de euros). Los tenedores del déficit cedieron el derecho de cobro al FADE que los transforma en valores de renta fija susceptibles de negociarse en los mercados de valores⁸.

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico se marcó como uno de sus objetivos terminar con el déficit tarifario. La exposición de motivos reconoce que “un elemento determinante para acometer esta reforma ha sido la acumulación, durante la última década, de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico y que ha provocado la aparición de un déficit estructural. Las causas de este desequilibrio se encuentran en el crecimiento excesivo de determinadas partidas de costes por decisiones de política energética, sin que se garantizara su correlativo ingreso por parte del sistema. Todo ello agravado por la ausencia de crecimiento de la demanda eléctrica, fundamentalmente consecuencia de la crisis económica. Pese a que los peajes crecieron un ciento veintidós por ciento entre 2004 y 2012, situando el precio de la electricidad en nuestro país muy por encima de la media de la Unión Europea, eran insuficientes para cubrir los costes del sistema”. La sostenibilidad financiera del sistema pretende asegurar que este sea financiado mayoritariamente con los peajes de acceso a las redes y otros cargos y únicamente de forma excepcional mediante los Presupuestos Generales del Estado. Se introducen mecanismos correctores en cierta manera automáticos que permitirán paliar los desajustes temporales que se puedan generar.

Con la aprobación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, se redujo gran parte de la financiación pública dedicada al déficit, y se limitaron los desajustes por déficit de ingresos de un ejercicio al 2% de los ingresos estimados para dicho periodo, y la deuda acumulada por desajustes de años anteriores al 5% de los ingresos estimados para ese ejercicio. En este sentido, los desajustes que se produzcan (por debajo de los umbrales antes mencionados) entre costes e ingresos serán corregidos mediante revisiones automáticas de los peajes y cargos, y lo no compensado será financiado por todos los sujetos del sistema de liquida-

⁶ Así lo pretende la Unión Europea, “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad”, *Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento europeo*, 10-1-2007; y “Una política energética para Europa”, *Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento europeo*, 10-1-2007. De “separación efectiva” habla el Considerando 9 de la vigente Directiva 2009/72/CE.

⁷ Véase Ciarreta, Espinosa y Pizarro-Irizar (2014) y Ciarreta y Pizarro-Irizar (2014).

⁸ Véase De los Llanos (2013) para un estudio más detallado sobre la constitución, funcionamiento y evolución del FADE.

ción, cada uno en proporción a sus derechos de cobro. El déficit futuro no quedará exclusivamente en manos de los cinco grandes operadores, como ocurría hasta 2013. Además, a partir de 2013 se canceló la posibilidad de cesión de tales derechos (por déficit de ingresos) al FADE

En sus liquidaciones definitivas de 2014 y 2015, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) cifraba en unos 550 millones y 251 millones de euros los superávits, respectivamente. De esta forma se rompe la tendencia de los años anteriores. No obstante, a fecha 31 de diciembre de 2015, la deuda del sistema eléctrico ascendía todavía a 25.056,5 millones de euros, un 7,01% inferior al importe total a fecha 31 de diciembre de 2014 (26.946,3 millones), y durante el año 2015, el importe total en concepto de anualidad de los derechos de cobro correspondientes a la deuda del sistema eléctrico ascendió a 2.887,7 millones de euros; la anualidad estimada para el año 2016 con los datos disponibles a 31 de diciembre de 2015 es de 2.871,9 millones.

El gráfico 1 resume la evolución del déficit tarifario desde 2000 hasta 2015. Es de destacar su persistencia y como hasta la reforma legislativa

mantenía unos niveles que ponían en riesgo la estabilidad financiera del sistema eléctrico en su conjunto al incrementar la deuda del sistema.

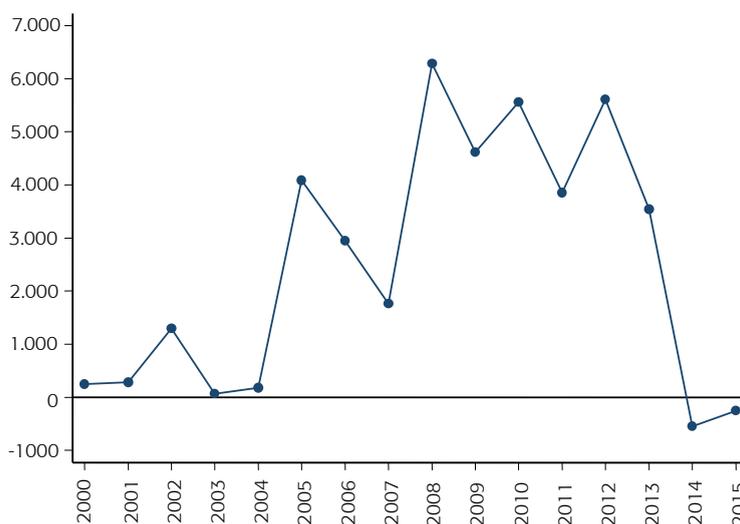
El incremento de los ingresos y la reducción en los costes del sistema tras la reforma están detrás de este resultado. En relación a 2013, tanto en 2014 como en 2015 se produjo un ligero descenso de la demanda (-0,2%), y ello a pesar del incremento en la actividad económica (+1,4%). Al mismo tiempo, el precio medio del mercado diario bajó (-4,8%). Por lo tanto, la mejora ha provenido fundamentalmente del lado de los costes que se han abaratado considerablemente, en particular los pagos por capacidad y los pagos a las renovables. La variación 2014/2013 en la generación tanto eólica como cogeneración ha sido de -6,8% y -20,1%, respectivamente, lo cual ha permitido un ahorro considerable en incentivos.

En relación a 2014, en 2015 se produjo un incremento de la demanda del 1,9% siguiendo la reactivación económica general (+2%). Al mismo tiempo, el tirón de la demanda elevó el precio medio del mercado diario (+19,4%). Por lo tanto, se produjo una evidente mejora en los ingresos del sistema eléctrico. La matriz de gene-

Gráfico 1

Deficit de tarifa con liquidaciones definitivas 2000-2015

(Millones de euros)



Fuente: CNMC y elaboración propia.

ración eléctrica muestra un fuerte crecimiento de la generación mediante carbón (+25%) junto con una caída en la generación eólica (-5%) y cogeneración (-12,62%), lo que supuso un importante ahorro en incentivos.

Así pues, el ahorro en costes en 2014 y 2015 se debe, por un lado, a la reducción de primas, pero también a la menor participación de las energías renovables en la producción de electricidad. Por tanto, aun cuando el efecto sobre el déficit tarifario ha sido sin duda beneficioso, el efecto más a largo plazo de la Ley 24/2013 será una menor participación de las fuentes renovables en el mix de generación.

Por último, hay que señalar que está pendiente el desarrollo reglamentario que permita cumplir con la finalidad dada en la Ley del Sector Eléctrico a los superávits de ingresos, que es la amortización de la deuda del sistema eléctrico, que ascendía a 31 de diciembre de 2015 a 25.057 millones de euros (CNMC, 2016).

La nueva tarificación eléctrica y competencia entre comercializadores. Real Decreto 216/2014

La nueva tarificación eléctrica

El 20 de diciembre de 2013, la Secretaría de Estado de Energía (dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Energía), procedió a anular el resultado de la vigesimoquinta subasta CESUR (subasta de bloques de electricidad para su consumo en horas punta y en horas valle) convocada por Resolución de 20 de noviembre de 2013, por lo que el resultado de la misma no debía ser considerado en la determinación del coste estimado

de los contratos mayoristas. El motivo de la cancelación fue la existencia de “evidente manipulación” de parte de las empresas eléctricas para elevar el precio de la electricidad (abuso de posición dominante).

La subasta eléctrica CESUR llevaba vigente desde 2009 y determinaba trimestralmente cerca del 40% del precio final de la factura eléctrica de los consumidores a tarifa. Fue reemplazada por un nuevo sistema en función del consumo diario y el precio de la electricidad en el mercado mayorista. El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, establece de manera precisa la metodología de cálculo del denominado *Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor* (PVPC).

El artículo 17 de la Ley 24/2013 define el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor como el precio máximo que los comercializadores de referencia podrán cobrar a los consumidores que se acojan al mismo. Salvo manifestación expresa en contra por parte del consumidor, la modalidad de contratación con el comercializador de referencia es el PVPC. En la Ley de 2013 se define asimismo la figura del consumidor vulnerable, vinculado a determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo, y se establece la adopción de las medidas oportunas para garantizar una protección adecuada a estos consumidores. En concreto, en su artículo 45 y disposición transitoria décima se define quiénes son estos consumidores y se establece que tendrán derecho a una tarifa reducida respecto del precio voluntario para el pequeño consumidor. El bono se calcula descontando un 25% en todos los términos que componen el PVPC. En cuanto a su financiación, el artículo 45, determina que el bono social será asumido por las matrices de los grupos de sociedades, o en su caso, por las sociedades que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica⁹.

⁹ No obstante, dos recientes sentencias del Tribunal Supremo, de 24 de octubre de 2016 (STS 4526/2016 y STS 4527/2016), declaran inaplicable el régimen de financiación del bono social establecido en la Ley 24/2013 y en el Real Decreto 968/2014, por resultar incompatible con las normas comunitarias para el mercado interior de electricidad, a la vez que se reconoce el derecho de las empresas demandantes a cobrar una indemnización por las cantidades abonadas por este concepto de bono social.

Por su parte, el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, regula el marco legal de los comercializadores de referencia y establece tanto la metodología de cálculo como el régimen jurídico de contratación. El sistema entró en vigor el 1 de abril de 2014. El artículo 10 del Real Decreto 216/2014 establece que el precio medio horario (P_h) se calcula como la media (ponderada por las cantidades) entre el precio del mercado diario, P_h^D , y el resultante de las diferentes sesiones del mercado intradiario, P_h^i :

$$P_h = \frac{P_h^D Q_h^D + \sum_{i \in I} P_h^i Q_h^i}{Q_h^D + \sum_{i \in I} Q_h^i}$$

El coste de producción en el período de facturación sería la suma de los siguientes componentes: [1] gasto en el mercado diario, [2] el coste de los servicios de ajuste y pagos por capacidad, [3] los peajes fijados periódicamente de manera administrativa. Así pues el coste de producción por MWh en el periodo de facturación se determina como media ponderada del precio medio horario,

P_h , el coste de los servicios de ajuste por MWh, $SA_{p,h}$ y los coeficientes de pérdida, $PERD_{p,h}$:

$$CF_p = \frac{\sum_{h=1}^H ((P_h + SA_{p,h})(1 + PERD_{p,h})) Q_{p,h}}{\sum_{h=1}^H Q_{p,h}}$$

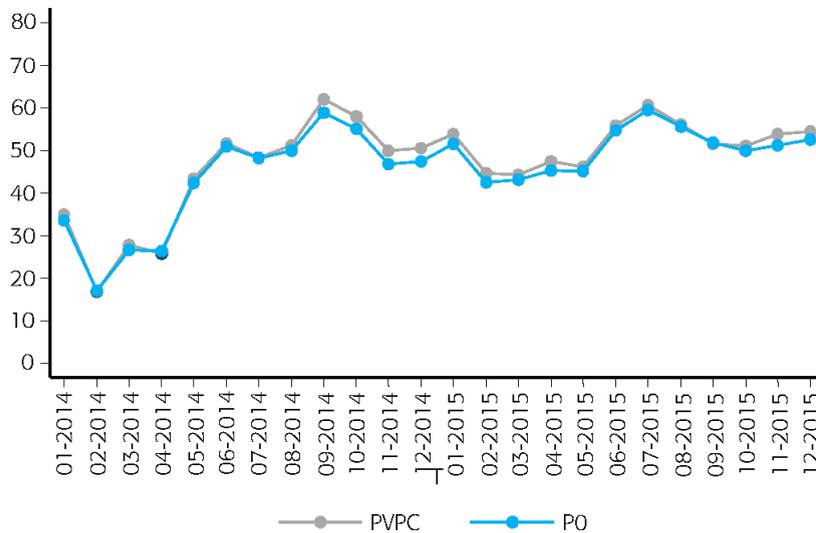
siendo H el número de horas del periodo de facturación.

Con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 216/2014, la CNMC emitió un informe el 25 de febrero de 2014 (CNMC, 2014) sobre dicho Real Decreto donde indica algunas de las ventajas y de las desventajas del nuevo sistema. La principal ventaja es que se transmite a los consumidores finales una señal horaria del coste de la electricidad, lo que permite ganar en eficiencia ya que los consumidores pueden anticipar sus planes de consumo en un horizonte diario. Además, permite el desarrollo de nuevos mecanismos de gestión de la demanda más eficientes por parte de las comercializadoras. Entre las desventajas, a pesar de que los precios son conocidos un día antes, no son fácilmente accesibles¹⁰. En segundo

Gráfico 2

Evolución mensual del PVPC y del PO

(Euros/MWh)



Fuente: OMIE y elaboración propia.

¹⁰ En este sentido, OMIE publica los precios horarios en su página web tanto del mercado diario como intradiario. Por su parte REE publica en su página web la curva de precios horarios de la energía para los consumidores acogidos al PVPC.

lugar, la variabilidad en los precios al consumidor es mayor como resultado de la variabilidad horaria del precio en el *pool*.

El gráfico 2 representa la evolución del PVPC medio mensual construido de acuerdo con (i) así como la evolución del precio en el mercado diario (PO) para los años 2014 y 2015. Del mismo se desprenden tres conclusiones fundamentales: (i) como cabría esperar, existe una fuerte correlación en la evolución de ambos precios, (ii) el PVPC es siempre mayor que el precio en el mercado diario (PO), en promedio 1 euro/MWh superior el primero y (iii) después del fuerte incremento de 101% entre abril (momento de entrada en vigor del nuevo sistema) y junio de 2014, la evolución posterior ha sido más estable.

Competencia en la comercialización de la electricidad

Uno de los elementos que gradúa la competencia en el mercado eléctrico es la elasticidad de la demanda ante las variaciones de precios. El despliegue de contadores inteligentes y la nueva tarificación por hora permiten una mayor rivalidad entre comercializadores, que pueden diseñar sistemas de precios en función del perfil de consumo horario del usuario. La sensibilidad de los consumidores ante los precios de los distintos comercializadores implicaría cambios de proveedor ante una oferta competitiva por parte de otro. La CNMC en su informe de Supervisión de los Cambios de Comercializador informa cada trimestre sobre la tasa de *switching* o tasa de cambio de proveedor, indicador que puede ser relevante como medida de la competencia entre comercializadores en el mercado minorista. La tasa de cambio de comercializador en el cuarto trimestre de 2015 fue del 2,8%, es decir, el 2,8% de los usuarios solicitaron un cambio, cifra bastante elevada si tenemos en cuenta que se refiere únicamente a un trimestre¹¹. Si estas solicitudes de cambio fueran reflejo de la elasticidad precio de la demanda y respondi-

eran al hecho de que los comercializadores realizan ofertas de menores precios para captar clientes, estas cifras resultarían alentadoras para la competencia. Sin embargo, según la CNMC, no se producen variaciones significativas entre los precios ofertados para servicios básicos de electricidad, por lo que las tasas de *switching* pueden estar asociadas en buena parte al elevado grado de descontento de los consumidores con estos servicios, como revelan los datos del *Market Consumer Scoreboard*.

En cuanto al coste del *switching*, además de los costes asociados a realizar la gestión correspondiente, hay que tener en cuenta el tiempo que se tarda en realizar el cambio. Según los datos de la CNMC, los tiempos medios de cambio de comercializador en electricidad durante el cuarto trimestre de 2015 han sido de 13,1 días. El número de solicitudes de cambio enviadas por los comercializadores entrantes y recibidas por los distribuidores, que son quienes tienen que aprobarlas, fue de 913.067. Los comercializadores con más volumen de operaciones en este sector han sido: Endesa Energía con 271.102, Iberdrola Clientes con 267.324 y Gas Natural Servicios con 136.714 solicitudes enviadas a los distribuidores, respectivamente. Los distribuidores pueden rechazar el cambio por diversos motivos; la tasa de rechazo en el último trimestre de 2015 ha sido del 8,4%, siendo del 8,7% los rechazos de la distribuidora cuando el comercializador de destino no pertenece al mismo grupo empresarial verticalmente integrado, y del 8% si pertenece al mismo grupo, llegando al 9,3% en el caso de los comercializadores independientes.

Por otra parte, el número de distribuidores es elevado (por encima de 300) y también el de comercializadores (por encima de 250) y esto podría sugerir un alto grado de competencia en el mercado. Sin embargo, las cuotas de mercado de aquellos que pertenecen a un grupo empresarial verticalmente integrado son muy altas (véase el cuadro 1).

¹¹ Los informes de supervisión de los cambios de comercializador de energía eléctrica y gas están disponibles desde el segundo trimestre de 2014 en <https://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/cambiodecomercializador/informessupervisi%C3%B3ncambioscomercializador.aspx>

Cuadro 1

Cuotas de mercado de las principales unidades de adquisición

	<i>Endesa</i>	<i>Iberdrola</i>	<i>Gas Natural + Unión Fenosa</i>	<i>HC + EDP</i>	<i>Total</i>
2008	37,93	29,73	17,80	6,60	92,06
2009	37,85	27,64	15,88	6,27	87,64
2010	36,64	26,73	15,60	6,36	85,33
2011	36,92	27,19	14,83	6,26	85,20
2012	35,97	26,45	14,64	5,62	82,68
2013	34,56	24,81	14,08	5,92	79,37
2014	34,34	22,86	14,58	6,55	78,33
2015	33,35	22,89	14,58	6,41	77,23

Fuente: Elaboración propia con datos de OMIE (2015).

La cuota de mercado de las unidades de adquisición pertenecientes a los grandes grupos verticalmente integrados ha ido disminuyendo a lo largo del tiempo, pero no obstante en 2015 era todavía del 77%. Además del número de competidores y su cuota de mercado, que nos da una imagen estática del mercado en un momento de tiempo, es importante la facilidad o dificultad para entrar y salir del mercado. Una medida comúnmente empleada para cuantificar el grado de competencia que proviene de la ausencia de barreras a la entrada y salida del mercado y que tiene en cuenta el cambio en las cuotas de mercado de las empresas a lo largo del tiempo, se denomina

$$\text{Índice de Inestabilidad: } I_t = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n |s_{i,t} - s_{i,t-1}|,$$

donde $s_{i,t}$ es la cuota de mercado de la empresa i en el período t . El caso de máxima estabilidad es cuando el índice toma el valor cero. Si construimos $s_{i,t}$ como las cuotas de mercado de cada empresa (considerando todas las unidades que pertenecen al mismo grupo empresarial), los resultados para el período 2011 a 2015 se resumen en el cuadro 2.

Como se puede observar en el cuadro 2, el índice I_t se mantiene en valores bastante cercanos a cero, con lo cual a pesar de la alta tasa de *switching* entre comercializadores mencionada anteriormente, la estabilidad en las cuotas de mercado es muy elevada. Esto denota las dificultades para ganar cuota de mercado por parte de

los comercializadores más pequeños. Estas dificultades pueden estar asociadas a la imagen de marca de los grupos verticalmente integrados, así como al trato diferencial de la distribuidora dependiendo de que el comercializador pertenezca o no al mismo grupo empresarial.

Cuadro 2

Comercialización de electricidad en España. Índice de Inestabilidad

<i>Año t</i>	<i>Índice de inestabilidad I_t</i>
2009	0,041
2010	0,052
2011	0,021
2012	0,061
2013	0,101
2014	0,049
2015	0,066

Fuente: Elaboración propia con datos de CNMC.

Referencias

- CIARRETA, A. y C. Pizarro-Irizar (2014), "La nueva reforma del mercado eléctrico español: eficiencia y austeridad", *Cuadernos Económicos de ICE*, 88: 97-127.
- CIARRETA, A.; ESPINOSA, M. P. y C. PIZARRO-IRIZAR (2014), "Is green energy expensive? Empirical evidence from

the Spanish electricity market”, *Energy Policy*, 69: 205-215.

CIARRETA, A; ESPINOSA, M. P. y A. ZURIMENDI (2016), *El mercado español de electricidad: reformas recientes*, Estudios de la Fundación, Funcas, Madrid.

CNMC (2014), *Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación*, 25 de febrero de 2014.

– (2015a), *Informe sobre la liquidación definitiva de 2014 del sector eléctrico. Análisis de resultados respecto de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico mensual y evolución de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico liquidación 13/2013*, 24 de noviembre de 2015.

– (2015b), *Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016*, 29 de diciembre.

CNMC (2016), Nota informativa sobre el estado actual de la deuda del Sistema Eléctrico, Expte: INF/DE/017/16.

DE LOS LLANOS MATEA, R. (2013), “El fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico”, *Boletín Económico de ICE*, 3039: 15-23.

LÓPEZ MILLA, J. (2007), “La integración vertical de los negocios de gas y electricidad: posibles efectos sobre la competencia en los mercados afectados”, *Economía Industrial*, 364: 125-139.

ZURIMENDI, A. (2006), *Las restricciones verticales a la libre competencia*, Madrid.