



EL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA: LA CONVIVENCIA DE UN MONOPOLIO NATURAL Y EL LIBRE MERCADO

MARÍA DEL ROCÍO FLORES JIMENO

Profesora Titular de Economía Financiera y Contabilidad
Universidad Rey Juan Carlos

MÓNICA SANTOS CEBRIÁN

Profesora Titular de Economía Financiera y Contabilidad
Universidad Rey Juan Carlos

SUMARIO: I. INTRODUCCIÓN. II. EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL: ORIGEN, EVOLUCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO. 1. Etapas en la evolución del Sector Eléctrico Español. 2. Funcionamiento del mercado eléctrico español a partir del proceso de liberalización. III. REVISIÓN NORMATIVA EN EL PERIODO DE CRISIS: EL DÉFICIT TARIFARIO Y LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA DEL SECTOR. IV. LEY 24/2013: NUEVO MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL. V. REFLEXIONES FINALES.

Palabras clave

Sector Eléctrico; Déficit tarifario; Sostenibilidad económico financiera.

Abstract

En los últimos años, el sector eléctrico español ha sufrido importantes modificaciones en cuanto a su regulación y funcionamiento, sobre todo desde el inicio del proceso de liberalización del sector, impulsado por la Unión Europea, y acelerado a partir de la crisis económica del 2008, con el fin de garantizar su sostenibilidad financiera. Este trabajo pretende mostrar una visión general de la evolución del sector desde el comienzo del proceso de electrificación en España hasta la actualidad, haciendo especial hincapié en las reformas acometidas durante el periodo de crisis actual y que, finalmente, ha dado lugar a la aprobación de una nueva Ley del Sector Eléctrico.

I. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico es uno de los sectores que mayor influencia tiene en el tejido productivo de un país. Una subida en el precio de la electricidad puede tener consecuencias relevantes en la estabilidad de prácticamente todos los sectores productivos. Su naturaleza estratégica, como insumo básico para el funcionamiento de todos los demás mercados, exige el diseño de un marco legal y de funcionamiento que garantice su viabilidad presente y futura atendiendo a su problemática esencial de triple vertiente económica, técnica y medioambiental.

- a) Económica: es preciso establecer marcos y mecanismos para retribuir a los generadores del sistema y fijar unos precios reales y accesibles a los consumidores.
- b) Técnica: la generación y el consumo de energía deben estar equilibrados en todo momento.
- c) Medioambiental: la producción de energía a día de hoy implica el consumo de combustibles fósiles, la generación de residuos radioactivos, la emisión de gases de efecto invernadero y sustancias tóxicas, el consumo de materia prima y agua y el uso del suelo entre otros.

En el preámbulo de la propia Ley 24/2013, que actualmente regula el sector, se reconoce que «*el suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general (SIEG), pues la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia*». Esta consideración implica una especial protección al consumidor, puesto que los servicios de interés general se prestan con la función principal de mantener la calidad de vida de los ciudadanos, así como de fomentar la cohesión social y territorial. Desde su propia concepción, los SIEG engloban aquellos servicios de naturaleza económica que son considerados por parte de la Administración Pública como esenciales para los ciudadanos y, consecuentemente, deben ser prestados incluso cuando el mercado no los considere rentables. En este sentido, para garantizar su prestación se hace necesaria la intervención pública, concretamente con la imposición de obligaciones específicas de servicio público¹. Estas obligaciones impuestas por los poderes públicos al proveedor del servicio tienen que ver con el modo de prestar el servicio, ámbito territorial, tarifas, etc., para garantizar la consecución de ciertos objetivos de interés general². En definitiva, se trata de proporcionar prestaciones esenciales que deben estar al alcance de los ciudadanos con unos determinados niveles de calidad.

Aunque, en la relación de «Derechos Fundamentales», recogida en el Título I de la Constitución Española, no se hace una mención expresa al derecho al acceso a los SIEG, el art. 36 de la Carta de Derechos Fundamentales de la Unión Europea³ consagra este dere-

¹ J. MAILLO GONZÁLEZ-ORÚS, «Servicios de interés general y art. 86 del Tratado CE: una visión evolutiva», *Documento de Trabajo*, núm. 1-2005 del Centro de política de la competencia del Instituto de Estudios Europeos, 2005, pp. 24-25. <http://www.ideo.ceu.es/Portals/0/Publicaciones/Servicios-de-interes-general-y-articulo-86-CE.pdf> (julio 2014). En este trabajo, el autor trata de delimitar el margen de maniobra que tienen los Estados para regular la prestación de Servicios de Interés General en ausencia de armonización comunitaria al respecto. En concreto, hace referencia al antiguo art. 86 del TCE, actual art. 106 del Tratado de Funcionamiento de la UE.

² C. ASÚA GONZÁLEZ, «Servicios (económicos) de interés general y mecanismos en la tutela de los derechos del consumidor», XXXI Cursos de Verano de Donostia-San Sebastián y XXIV Cursos Europeos-UPV/EHU 2012, p. 32. La autora de este trabajo reconoce que no existe una definición legal aplicable a los SIEG.

³ La Carta de los Derechos Fundamentales de la Unión Europea (2000/C 364/01) fue elaborada por una convención compuesta por un representante de cada país de la UE y de la Comisión Europea, así como por

cho en los siguientes términos: «la Unión reconoce y respeta el acceso a los servicios de interés económico general, tal como disponen las legislaciones y prácticas nacionales, de conformidad con los Tratados, con el fin de promover la cohesión social y territorial de la Unión».

En las últimas décadas, en el ámbito de la Unión Europea, existe una tendencia a la introducción de procesos de liberalización en la prestación de SIEG. En teoría, los procesos de liberalización en la prestación de unas actividades consideradas esenciales o de interés general, incorporan la competencia en su funcionamiento y los Estados sólo regulan las actividades en las que resulta más complicado implantarla, sin que la liberalización comporte, en principio, la disminución de derechos y garantías para los usuarios.

En el caso del sector eléctrico, todos los modelos de regulación que han tratado de optimizar su funcionamiento han hecho hincapié en las cuatro actividades que conforman este sistema de forma cíclica: generación-transporte-distribución-comercialización de electricidad. Hasta fechas relativamente recientes, se conceptualizaba al sector eléctrico como «monopolio natural» bajo la premisa de que su eficiencia aumenta con el tamaño, al presentar fuertes economías de escala. En la actualidad, la tendencia más generalizada limita esta concepción a las actividades de transporte y distribución, y las actividades de generación y comercialización han sido objeto de una progresiva liberalización. Los mecanismos de regulación en el sector eléctrico son muy variados y han sido utilizados por los diferentes países de forma diversa: autorizaciones administrativas para la construcción de instalaciones y para el ejercicio de la actividad, nacionalización de determinadas actividades, intervención en precios y tarifas eléctricas, intervención en la competencia entre empresas públicas y privadas, etc.

En el ámbito de la Unión Europea, la interacción entre libre competencia y servicios de interés general ha generado preocupación, debate e iniciativas comunitarias, en especial en los últimos tiempos. Los mercados eléctricos europeos comenzaron su andadura a partir de la primera directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad (Directiva 1996/92/CE) bajo tres principios básicos: sostenibilidad medioambiental, seguridad de suministro e introducción de competencia que se traduzca en precios más accesibles para el cliente. En dicha directiva se perfila un sistema eléctrico con separación de actividades: aquellas sujetas a competencia (generación y comercialización) y actividades no sujetas a competencia (transporte, distribución y operación del sistema).

Esta separación de actividades tiene una consecuencia directa en la formación del precio de la energía para el consumidor final. Dicho precio tiene una composición dual:

miembros del Parlamento Europeo y de los Parlamentos nacionales. Fue formalmente proclamada en Niza en diciembre de 2000 por el Parlamento Europeo, el Consejo y la Comisión. En diciembre de 2009, con la entrada en vigor del Tratado de Lisboa, la Carta adquirió el mismo carácter jurídico vinculante que los Tratados. A tal efecto, la Carta fue enmendada y proclamada por segunda vez en diciembre de 2007.



una componente de mercado, procedente de las actividades en competencia y una componente regulada (tarifas o peajes de acceso) que retribuye las actividades reguladas. En algunos países, como en España, la tarifa de acceso también incluye los sobrecostos del régimen especial (renovable y cogeneración) y de los sistemas insulares.

En el momento actual, no existen todavía evidencias con un alcance generalizado que permitan concluir si el proceso de liberalización ha logrado una mayor eficiencia en el funcionamiento del sector con consecuencias positivas para todos los agentes que intervienen. El objetivo de este trabajo es tratar de analizar hasta qué punto la crisis económica del 2008 ha precipitado cambios normativos en el sector para paliar los efectos de la crisis sobre los distintos agentes que intervienen en el sector y si estos se han traducido en una mayor estabilidad en el funcionamiento del mercado eléctrico.

II. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. ORIGEN, EVOLUCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

En este apartado, se describe la evolución del Sistema Eléctrico Español desde los inicios del proceso de electrificación hasta el año 2013, momento en el que, a partir de la Ley 24/2013, entra en vigor un nuevo marco regulador. El objetivo es entender la evolución que ha sufrido a partir de una serie de hitos fundamentales que han condicionado su regulación, el funcionamiento del mercado y el papel que asumen los distintos agentes que intervienen en el sistema. Se hace especial hincapié en el funcionamiento del mercado eléctrico y en el proceso gradual de liberalización que éste ha sufrido a partir de las reformas estructurales que introduce la Ley 54/1997, vigente hasta diciembre de 2013 y que, por tanto, ha sido el marco regulador durante la crisis económica del 2008.

1. Etapas en la evolución del sistema eléctrico español

El actual Sistema Eléctrico Español es resultado de una trayectoria compleja desde que comenzó el proceso de electrificación en España, a finales del siglo XIX e inicios del XX. La actividad de suministro de energía eléctrica arrancó por iniciativa privada y durante un largo periodo las empresas que iniciaron su andadura en el sector autorregularon su funcionamiento. En aquellos tiempos, la electricidad se producía en forma de corriente continua, por lo que las instalaciones de generación (unidades térmicas, molinos hidráulicos, fundamentalmente) debían situarse relativamente cerca de los centros de consumo. En muy pocos años, la utilización de corriente alterna permitió transportar la electricidad a largas distancias lo que provocó un cambio radical del escenario. Era factible construir centrales hidroeléctricas en enclaves estratégicos alejados de los centros de consumo, lo que abarató el precio de la electricidad, aunque exigía una gran inversión inicial que solo era posible a través de la creación de nuevas y grandes compañías. En este escenario, se inicia el proceso de concentración empresarial en el sector eléctrico que ha

perdurado hasta el día de hoy⁴. La utilización intensiva de capital y equipos, sobre todo en la actividad de generación de electricidad, podía generar mayores economías de escala cuanto mayor fuera el grado de concentración de la industria. De hecho, las principales compañías eléctricas españolas en la actualidad tuvieron su origen directo o indirecto en estas primeras etapas.

Para el desarrollo de esta breve reseña histórica en la evolución del sector hemos considerado una serie de hitos que marcan las distintas etapas desde el comienzo del proceso de electrificación en España hasta la actualidad, tal y como se muestra en la Figura 1:

Figura 1: Etapas en el desarrollo del sector eléctrico



Fuente: Elaboración propia

En la primera etapa, la regulación sectorial más relevante era de tipo técnico, relacionada con el proceso de instalación de unidades de generación y líneas de transporte; sin embargo, con el tiempo los condicionamientos técnicos trajeron consigo la necesidad de concesiones públicas para la realización de la actividad y con ello la justificada intervención estatal en el ámbito económico.

Inicialmente dicha normativa tenía un alcance municipal, hasta que, en 1924 por Real Decreto⁵, se declara el suministro eléctrico como «servicio público de prestación obligatoria» y la Administración del Estado toma las riendas reguladoras y se configura como la entidad responsable de establecer las tarifas para dicho suministro. Las tarifas se establecieron a partir de un modelo de regulación de precios máximos⁶, es decir, los precios de la electricidad eran fijados por acuerdo entre suministrador y cliente dentro de unos niveles de precios máximos establecidos desde la administración que garantizaban,

⁴ En 1930, las cinco mayores empresas del sector generaban el 53% de toda la potencia instalada y el 50% de la producción nacional anual y las empresas más importantes se repartían en dos grandes grupos: Barcelona Traction, por un lado, y las empresas vinculadas al Banco de Vizcaya (Hidroeléctrica Española, Hidroeléctrica Ibérica, Electra de Viesgo, Sevillana y Mengemor). Véase: Fundación Endesa, Endesa en su historia, Fundación Endesa, Madrid, 2010.

⁵ En el preámbulo del Real Decreto 12 de abril de 1924 se establece que el suministro público es de interés público porque «las necesidades de la vida moderna y las exigencias de la industria no permiten que la Administración pública se desentienda de los suministros de energía eléctrica, agua y gas, indispensable para la existencia de los individuos y de las industrias».

⁶ Véase al respecto: DeustoTechEnergy (Instituto Universitario de Investigación de la Universidad de Deusto), La electricidad: tarifas y precios. Revisión histórica, BizkaiLab, 2012.

en teoría, una rentabilidad adecuada a las empresas y no suponían un coste excesivo para los usuarios. Este modelo de fijación de precios resultó satisfactorio para las empresas mientras que el tamaño del mercado pudo ser abarcado con las instalaciones existentes sin realizar ampliaciones estructurales importantes y manteniendo su rentabilidad en niveles razonables. Sin embargo, el crecimiento de la demanda, el empleo de combustibles más caros y el aumento de la inflación provocaron tensiones en la negociación de los precios que pusieron de manifiesto la incapacidad del modelo tarifario para adaptarse a los cambios en el entorno en el que operaban las empresas del sector.

1944-1976: el sector eléctrico en manos de Monopolios Regionales

En esta etapa, se fomenta la intervención de los poderes públicos en el sector eléctrico a través de la aparición de empresas públicas con ámbito de actuación similar al de las empresas privadas. Como respuesta a esta intervención estatal en un sector que hasta el momento se había autorregulado, las diecisiete mayores compañías de producción se agruparon bajo la coordinación de Unión Eléctrica (la actual Asociación Española de la Industria Eléctrica, UNESA) con el fin de desarrollar una explotación nacional y unificada del sistema eléctrico nacional en las diferentes zonas del país⁷. Las compañías eléctricas mantenían una estructura industrial de oligopolio, operaban en ámbitos regionales con un alto grado de integración vertical (monopolios regionales) y autorregulaban la actividad del transporte a través de líneas de alta tensión. Se trataba de un sistema que apenas estaba interconectado y, por tanto, se basaba en mercados regionales. A través de un órgano de control central denominado «Repartidor Central de Cargas» (RECA), se regulaba el proceso de generación y consumo de energía de la Red General Peninsular.

El sector experimenta un crecimiento importante a través de la construcción de nuevas centrales y un amplio proceso de adquisiciones y fusiones, pero también sufre un incremento de la complejidad de las interrelaciones entre los diferentes agentes implicados que obliga a la intervención de la Administración en aspectos relacionados con los precios de intercambio, la optimización del parque y la explotación de la red.

Hasta 1951, las tarifas de la electricidad eran fijadas con la misma dispersión geográfica que los suministros mediante acuerdos bilaterales entre las empresas y los consumidores, aunque con el límite de la tarifa máxima de aplicación establecido por la Administración. El Decreto de 12 de marzo de 1951 reguló un sistema único de tarifas, las tarifas tope unificadas (TTU), de aplicación inicialmente en el ámbito peninsular (ampliada, posteriormente, a todo el territorio nacional a través del Decreto 1120/1960,

⁷ En este mismo año, también se creó la Empresa Nacional de Electricidad (ENDESA) con el objetivo de instalar una gran central térmica en Ponferrada; con el paso de los años, ENDESA se convertiría en la empresa estatal más saneada y con mayores beneficios del país.

de 2 de junio). Dichas tarifas eran determinadas según una fórmula en la que se tenían en cuenta diferentes factores de coste de la electricidad. Sin embargo, la expresión matemática que permitía la obtención de dicho coste estándar asume como ciertos los precios establecidos en la etapa anterior y solo incorpora cambios porcentuales mínimos en la valoración. Las empresas podían establecer precios más bajos pero el tope era fijado por la Administración.

Por Real Decreto de 1969, de nuevo se modificó el sistema tarifario que pasó a partir de ese momento a tener una estructura binómica que retribuía la energía consumida y la potencia contratada, y se adoptó un modelo general de integración de los planes de desarrollo de las empresas. Además, esta nueva normativa impone un plan contable para todas las empresas eléctricas.

1977-1982: Modelo de regulación compartida

Con la llegada de la democracia a España, en 1977 se firman los Pactos de la Moncloa en los que tuvieron especial relevancia los acuerdos adoptados en relación con el funcionamiento del sector eléctrico español. Se creó la Asociación ASELÉCTRICA, como plataforma de acuerdo entre UNESA y el Estado acerca de los criterios de organización del mercado eléctrico, y a la que se le atribuyeron también las competencias que anteriormente tenía la RECA. Bajo este espacio de intercambio, las compañías eléctricas trataban de evitar la nacionalización del sector. UNESA asumía la responsabilidad de armonizar los polos de generación con las necesidades de la demanda, bajo un modelo de regulación compartida⁸. Sin embargo, la realidad era que el Estado se limitaba a ratificar las decisiones que ya habían adoptado las empresas eléctricas.

El Sector Eléctrico inició la década de los 80 arrastrando dificultades financieras y estructurales derivadas fundamentalmente del inadecuado dimensionamiento de las instalaciones de generación, del insuficiente nivel de ingresos por la caída de la demanda, de elevados niveles de endeudamiento (sobre todo en moneda extranjera)⁹, así como de

⁸ UNESA, a través de CECOEL (Centro de Control Eléctrico) tenía la responsabilidad de coordinar los intercambios de energía en el mercado nacional teniendo en cuenta, por un lado, la contribución de las plantas de generación de origen térmico dependiendo de la situación del año hidroeléctrico y, en segundo lugar, los intercambios de energía con Francia y Portugal. Véase al respecto: J. GARRÉSIRURZUN y S. LÓPEZ-GARCÍA, «Red Eléctrica de España, S.A.: Instrument of regulation and liberalization of the Spanish electricity market (1944-2004)», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, núm. 13, 2009, 2061-2069.

⁹ Tal y como señala Pedro Rivero, en la primera mitad de la década de los 80 se pusieron de manifiesto muchas de las consecuencias derivadas del gran esfuerzo inversor que tuvieron que hacer las compañías eléctricas para hacer frente al crecimiento de la demanda de electricidad y la exigencia política de conseguir una mayor independencia energética del petróleo. Este esfuerzo inversor obligó a las empresas a acudir al crédito externo, con tasas de interés muy elevadas, con un peso importante en dicha financiación del endeudamiento en moneda extranjera. Todo ello influyó muy negativamente en la situación patrimonial de las empresas. P. RIVERO, «El sector eléctrico español en el entorno europeo», *Cuadernos de relaciones laborales*, núm. 2, 1993, pp. 131-140.

los costes financieros asociados¹⁰. Para tratar de superar estos problemas y mejorar la estabilidad del Sector, en octubre de 1982, el Gobierno y las empresas eléctricas inician un proceso de negociación que concluye con la firma de un nuevo protocolo de actuación.

1983-1986: Red Eléctrica Española, operador único del Sistema Eléctrico español

En 1983, el Gobierno firmó un protocolo con las compañías mediante el cual se acordó, entre otras cuestiones, la nacionalización de la red de transporte de alta tensión, cuya gestión se llevaría a cabo por una única compañía estatal con participación del sector privado: Red Eléctrica Española (REE), y se formalizó el compromiso por parte del Estado de diseñar una política tarifaria que asegurase una rentabilidad suficiente a las empresas.

Como consecuencia del citado acuerdo, es aprobado el Plan Energético Nacional para el periodo 1983-1992, que conlleva un desarrollo reglamentario y la adopción de medidas necesarias para su implementación, entre las que cabe destacar: el establecimiento de un Plan de Saneamiento Financiero¹¹, la implantación de un nuevo sistema de compensaciones entre empresas eléctricas¹², el intercambio de activos eléctricos entre las empresas con el objetivo de equilibrar la situación patrimonial de las mismas¹³, y la constitución de REE¹⁴.

Las compañías y el Estado acordaron el procedimiento de traspaso de la red al sector público y ENDESA se constituyó en la sociedad matriz y cabecera del grupo eléctrico público. Finalmente, en 1985, REE se configura como único operador del sistema eléctrico español y hereda el patrimonio de la disuelta Aselétrica. Este nuevo modelo de regulación trajo consigo cierta desintegración vertical de los antiguos monopolios regionales y

¹⁰ REE, El Marco Legal Estable: economía del sector eléctrico español 1988-1997, REE, 2008, p. 9. <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf> (junio 2014).

¹¹ En el art. 2 del Real Decreto 774/1984, de 18 de abril, por el que se establecen nuevas tarifas, se establece la creación de un fondo al que se asignaba un porcentaje de la tarifa. La distribución del fondo entre las eléctricas dependía de su situación financiera, sus necesidades de inversión y sus posibilidades de autofinanciación.

¹² A través de la Orden Ministerial de 30 de julio de 1984, se introduce este nuevo sistema destinado a corregir las diferencias de costes de generación y de costes de distribución derivadas de las diferencias estructurales de los parques generador y de mercado de cada una de las empresas.

¹³ El intercambio de activos forma parte del sistema de compensaciones inter-empresas que trataba de lograr un desarrollo estable y equilibrado del sector. El acuerdo de intercambio de activos «responde a la necesidad de equilibrar el balance entre las capacidades de producción y el mercado de las empresas, así como los niveles de endeudamiento y sus capacidades de generación de fondos, asegurando su equilibrio económico-financiero», tal y como señala P. RIVERO, «El sector eléctrico español en el entorno europeo», *Cuadernos de relaciones laborales*, Núm. 2, 1993, p. 134.

¹⁴ REE se creó en cumplimiento de la Ley 49/1984 y el Real Decreto 91/1985, el 29 de enero de 1985. Fue la primera empresa del mundo dedicada en exclusividad al transporte y operación del sistema eléctrico. Disponible en: <http://www.ree.es> (junio 2014).

una optimización a nivel nacional del Sistema Eléctrico, gracias al poder que desde ese momento se le atribuía a REE en el proceso de generación y distribución. A nivel regional, REE delegaba en los Centros Regionales de Operaciones (CEREX) las funciones de coordinación y gestión de la red.

En febrero de 1986, el Ministerio de Industria y Energía y las compañías eléctricas firman un nuevo protocolo «Acuerdo sobre el programa de actuación a medio plazo de Sector Eléctrico», con el objetivo de establecer una política tarifaria basada en los costes del sector.

1987-1996: El sector eléctrico bajo un Marco Legal Estable

España se integra como estado miembro en la Unión Europea en 1986 y en 1987 entra en vigor el denominado Marco Legal Estable (MLE, RD 1538/1987), que establecía el conjunto de normas y leyes que regularía el Sector Eléctrico durante diez años. Bajo el MLE, el Estado era el responsable de la organización y planificación del sector y desarrollaba un sistema de tarifas para garantizar que las empresas eléctricas recuperaran sus inversiones a largo plazo y que obtuvieran una rentabilidad aceptable por el servicio prestado. Para ello, el Estado fijaba la tarifa integral a pagar por los consumidores en condiciones de mínimo coste o coste marginal, que incluía todos los conceptos de coste reconocidos a los diferentes agentes e infraestructuras que conformaban el sistema eléctrico español en el ciclo generación-transporte-distribución de electricidad.

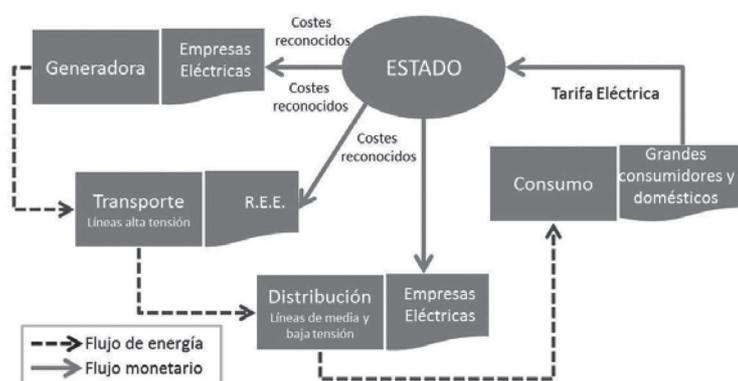
Anualmente, el Ministerio de Industria y Energía reconocía a las empresas eléctricas el coste de generación asociado a cada tipo de fuente, denominado coste estándar. En dicho coste, se incluían costes de inversión de instalaciones, operación y mantenimiento, y combustible. La actividad de transporte se convierte en monopolio natural y a través de REE se desarrolla la explotación conjunta del sistema eléctrico en todo el país. Las redes de distribución a través de líneas de media y baja tensión, sin embargo, seguían perteneciendo a las distintas empresas eléctricas y, al igual que con la actividad de generación, el Ministerio anualmente les reconocía los costes asociados a la actividad para asegurar el mantenimiento de las redes.

Finalmente, el MLE fijaba el precio que los consumidores tenían que pagar mediante el concepto de Tarifa Integral que incluía entre otros conceptos: costes estándar de las Empresas Eléctricas (generación y distribución), costes de la Red Eléctrica Española (transporte), costes por desvíos entre demanda estimada y demanda real de años anteriores, otros costes (stock básico de uranio, 2.^a parte del ciclo de combustible nuclear, programas de I+D, moratoria nuclear, ayudas al carbón, sobrecoste del sistema extrapeninsular, etc...). Por tanto, la tarifa se concibe como retribución global y conjunta del sistema eléctrico nacional y se fija por aplicación del sistema de ingresos y costes estándares reconocidos por la normativa. Se pasa de un sistema de costes reales a otro de costes estándares definidos por la administración.

Los ingresos obtenidos a través de la tarifa eran redistribuidos entre las distintas compañías del sector para asegurar que cada una recuperase sus costes estándares de generación. Se presenta este modelo como un instrumento de búsqueda de eficiencia, dado que empuja a las empresas a reducir sus costes reales para acercarse a unos costes óptimos referenciados en el coste estándar definido. Algunos autores consideran que éste era un sistema excesivamente arbitrario, sobre todo a la hora de establecer los valores estándares discriminatorios para determinadas instalaciones frente a otras¹⁵.

De esta forma, el Sistema Eléctrico se consolida como una cadena secuencial de flujo de energía en la que los consumidores soportan la totalidad de los costes reconocidos al sistema eléctrico español, a partir de unos precios regulados por la Administración.

Figura 2: Esquema del funcionamiento del SE en el MLE



Fuente: elaboración propia

En este contexto, todas las actividades propias del suministro energético eran desarrolladas por empresas verticalmente integradas y la Administración se reservaba la función de planificación del sector, tanto en lo referente a la instalación de nueva capacidad de generación, como a la construcción de nueva infraestructura de red. El mecanismo de fijación de precios era transparente y automático, aunque no reflejaba los costes realmente incurridos por las empresas de generación¹⁶.

¹⁵ Véase al respecto: DeustoTechEnergy (Instituto Universitario de Investigación de la Universidad de Deusto), *La electricidad: tarifas y precios, Revisión histórica*, BizkaiLab, 2012.

¹⁶ Un análisis de la formación del coste de generación de energía puede verse en REE, *El Marco Legal Estable: economía del sector eléctrico español 1988-1997*, REE, 2008. <http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf> (junio 2014).

Es importante señalar que el MLE se desarrolló en un contexto económico especial que se venía arrastrando desde la década de los 70 como consecuencia de la crisis del petróleo. Con objeto de disminuir la dependencia del petróleo como fuente energética fundamental, se diseñaron Planes Energéticos Nacionales que trataron de potenciar un mayor grado de diversificación en el parque generador, mediante un plan acelerado de centrales térmicas del carbón, centrales hidroeléctricas y la construcción de la mayor parte de las actuales centrales nucleares¹⁷.

Además, durante esta etapa se inicia el despegue de las denominadas generadoras de Régimen Especial, formadas por pequeñas unidades de producción, de potencia inferior a 50 megavatios que generan energías renovables y de cogeneración. En relativamente poco tiempo, la participación de este tipo de generadoras en la oferta energética global pasó del 1% en 1988 al 10% en 1997¹⁸. Este rápido crecimiento se debió, en parte, a las subvenciones recibidas por esta modalidad de generación, justificadas por su contribución al logro de una mayor independencia energética mediante la producción de energías más limpias a partir de recursos inagotables.

Durante el periodo de vigencia del MLE, la tarifa eléctrica creció a un ritmo inferior (2.8% anual) al que crecía la inflación (4.8%), por lo que el efecto final en términos reales supuso un descenso de la tarifa eléctrica de un 2% anual¹⁹. El mecanismo de fijación de la tarifa eléctrica incentivó la reducción de costes, ya que los beneficios de las generadoras dependían de que sus costes reales se situasen por debajo de los costes estándares reconocidos para asignarles su retribución. Sin embargo, al no existir competencia en el sector, dicha reducción de costes no se trasladaba al consumidor final.

En los últimos años de este periodo, España comenzó a dar los primeros pasos hacia un proceso de liberalización, hoy en día todavía inacabado. Así, en 1994, se aprueba la Ley 40/1994, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN), en un intento de adaptar la legislación eléctrica a las Directrices de la UE encaminadas al fomento de los procesos de liberalización que ya algunos países habían emprendido. Sin embargo, los problemas de coexistencia de un sistema regulado y otro liberalizado, mantuvieron vigente el MLE hasta la entrada en vigor de la Ley de 1997.

Los esfuerzos por iniciar este proceso también se pusieron de manifiesto en 1996 con la firma del «Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional», que surgió a partir de las negociaciones llevadas a cabo entre el gobierno

¹⁷ Véase: M. CUERDO MIR, «Evaluación de 10s Planes Energéticos Nacionales en España (1975-1998)», *Revista de Historia Industrial*, 1999, pp. 161-178.

¹⁸ REE, El Marco Legal Estable: economía del sector eléctrico español 1988-1997, REE, 2008, cit. p. 95.

<http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/marcolegalestable.pdf> (junio 2014).

¹⁹ *Ibidem*, p. 47.

y las empresas eléctricas con la finalidad de conseguir un nuevo marco regulatorio del sector más acorde con los criterios de Maastricht.

1997-2006: hacia la liberalización del sector

A partir de la Ley 54/1997 (en adelante LSE), se inicia el proceso de liberalización del sector eléctrico, con el objetivo de redefinir los ámbitos de actuación de los distintos agentes implicados a partir de unos principios básicos: liberalización de precios y desregulación de las actividades de generación y consumo. Este proceso fue impulsado desde la Unión Europea, de tal forma que cada país del entorno pudo desarrollar su propio proceso de liberalización con la finalidad última de avanzar hacia mercados energéticos comunes. La nueva Ley, en la exposición de motivos, considera como fin básico *«establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice el menor coste posible, todo ello sin olvidar la protección del medioambiente, ...»* y para ello *«no se considera necesario que el Estado se reserve para sí el ejercicio de ninguna de las actividades que integran el suministro eléctrico»*. Este nuevo modelo sectorial se apoyó en cuatro principios básicos:

1. Las actividades de producción y comercialización pueden ser desarrolladas en régimen de competencia.
2. Las actividades relacionadas con la red de transporte y distribución deben ser reguladas.
3. Todos los agentes que intervienen en el sector deben tener acceso a la red.
4. Las diferentes actividades que conforman el funcionamiento del sector deben llevarse a cabo de forma separada y por entidades jurídicas diferenciadas.

A partir de esta Ley, en España se liberalizó la instalación de capacidad de generación, de tal forma que cada empresa pudo decidir qué tipo de tecnología y en qué cantidad instalaba unidades de producción, atendiendo a sus expectativas de mercado. En teoría, la retribución asociada a la actividad de generación dejaría de estar regulada, abandonando el principio de reconocimiento de costes y pasando a definirse por mecanismos de mercado. La generación de energía eléctrica (régimen ordinario y especial) es una de las actividades más importantes del Sistema Eléctrico Nacional, dado que representa en torno al 50% de los costes de la electricidad²⁰.

En la propia ley se reconoce que el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural y su liberalización se produce en la medida en que se generaliza el acceso de terceros a las redes, aunque la retribución de ambas actividades

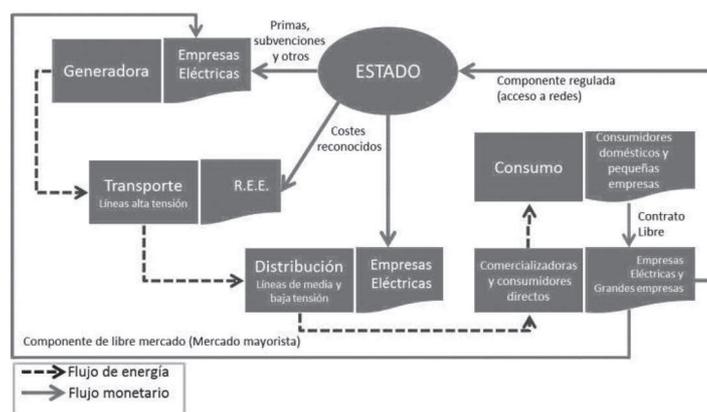
²⁰ Comisión Nacional de la Energía, Información básica de los sectores de la energía- 2012, CNE, 2013, cit. p. 62: Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA002_12.pdf (2 de septiembre de 2014).

seguía en manos del Estado para evitar el posible abuso de las posiciones de dominio por la existencia de una única red. Se consolidó el papel de REE como único transportista y operador del sistema, mientras que la distribución la seguían haciendo las mismas empresas distribuidoras, pero ahora desvinculadas de la comercialización.

En 1998, se crea por Ley 34/1998 la Comisión Nacional de Energía de España como ente regulador de los sistemas energéticos con la responsabilidad de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores.

Así mismo, se creó la figura de la comercializadora como entidad intermediaria entre las generadoras y el consumidor doméstico; de esta forma la actividad de comercialización es dotada de un marco normativo propio para permitir la libertad de contratación y elección por parte de los consumidores. La adquisición de la electricidad se llevaría a cabo en dos mercados. En el mercado mayorista, las empresas comercializadoras y los grandes consumidores directos adquirirían la electricidad a las generadoras y los precios se fijarían mediante mecanismos de mercado. Además, deberían abonar una tarifa regulada por el Estado por el acceso a la red eléctrica. En el mercado minorista, los consumidores domésticos y pequeñas empresas firmarían un contrato libre con una de las comercializadoras que compiten en régimen de libre competencia y que les facturaría por la electricidad consumida. En decir, la comercializadora sería compradora en el mercado mayorista y vendedora en el mercado minorista.

Figura 3: Esquema teórico de funcionamiento del SE a partir de la LSE



En definitiva, a través de la LSE, se estableció una clara separación vertical de actividades: a) un mercado de generación en competencia y la libre instalación de generadores en el que la planificación de las inversiones queda en manos del sector privado, y b) un mercado regulado para la actividades de transporte y distribución por tener las características de un monopolio natural.

El cambio de un modelo de costes estándares al de competencia en generación suponía a priori un impacto importante en las condiciones económicas vigentes hasta ese momento. Sobre todo, afectaría a aquellas unidades de producción cuyos costes totales fuesen superiores a los derivados del mercado y que por tanto no podrían competir en el nuevo escenario²¹. Para evitar esta situación controvertida para determinados agentes que ya intervenían en el sector, se arbitró una solución temporal mediante la introducción de un nuevo concepto de coste en la formación del precio de la energía: los costes de Transición a la Competencia (CTC). La Administración fijaba un precio anual medio del entorno competitivo de la electricidad, que inicialmente fue de 6 pts/kwh conforme a la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997. Aquellas empresas cuyos costes reconocidos por la Administración fuesen superiores al precio medio, tendrían derecho a percibir la diferencia. Una parte de estos costes se recuperaban mediante un gravamen sobre la tarifa del consumidor final y otra era cubierta a través de ajustes de precios en el mercado de generación ahora liberalizado.

El nuevo escenario que dibujó la LSE se ha ido desarrollando en la práctica de forma paulatina y los cambios se han ido introduciendo a través de normativa complementaria que ha tratado de corregir el funcionamiento del sistema para el logro de los objetivos esenciales que se promulgan en la exposición de motivos de esta legislación básica.

En la práctica durante este periodo, el funcionamiento del mercado minorista no logró alcanzar un intercambio en libre competencia. Los consumidores cualificados podían firmar contratos de suministro en condiciones libremente pactadas con las comercializadoras. Sin embargo, se mantenía para el resto de consumidores una tarifa regulada, en principio por plazo limitado, a la que se acogieron la mayoría de los consumidores domésticos.

Por tanto, coexistían dos tipos de suministros: un suministro regulado, por el que se factura a tarifa integral, y un suministro competitivo o de libre mercado, por el que se factura una tarifa de acceso a la red regulada y un precio negociado por el consumo. La tarifa integral era fijada por la Administración y revisada trimestralmente e incluía tanto el acceso a las redes como el consumo de energía. Esta tarifa fue inicialmente gestionada por las empresas distribuidoras.

²¹ Mediante el MLE, para cada una de las diferentes tecnologías de producción se reconocieron unos costes de inversión que debían recuperarse a largo plazo a través de la tarifa regulada. Cuando entra en vigor la Ley del Sector Eléctrico estos costes todavía no se habían amortizado.

Por otro lado, esta normativa también introducía el concepto del suministro eléctrico como servicio esencial y, en consecuencia, se reconocía el derecho de todo consumidor a ser suministrado al precio fijado por la tarifa, sea cual sea el coste en el que se incurre. Las empresas durante este periodo ponen de manifiesto que los ingresos percibidos a través de las tarifas reguladas no cubren todos los costes reconocidos²² por la normativa y, ante la Administración, condicionan el cumplimiento de la obligación del suministro al reconocimiento por parte del Estado de un nuevo concepto para cubrir la diferencia: Déficit de Tarifa. Este concepto es el más controvertido del sistema de tarificación eléctrica y, en cierto modo, contradictorio con el concepto de CTC²³. A lo largo de los años, no solo se ha mantenido sino que se ha ido incrementando hasta cifras insostenibles (véase Figura 5).

En resumen, a partir de la LSE se inició un proceso de liberalización todavía inacabado. Tal y como señala Agosti, et. al. (2007), este proceso fue impulsado entre otras razones por a) las mejoras tecnológicas en las redes de distribución y transporte que posibilitaron la competencia entre generadores cada vez más distantes; b) la aparición de tecnologías de generación escalables²⁴, como los ciclos combinados con costes de inversión y periodos de construcción muy inferiores a los de las tecnologías convencionales; c) la relativa estabilidad de los precios de los combustibles; y d) la reducción de los tipos de interés que ha facilitado la inversión necesaria para garantizar el suministro. Sin embargo, existen múltiples barreras estructurales que dificultan el funcionamiento eficiente de los mercados. El desarrollo del marco normativo, a partir de este momento, trata de avanzar en el proceso de liberalización del mercado superando estas barreras.

2007-2013: Puesta en funcionamiento del mercado eléctrico: las subastas CESUR

En esta etapa sigue vigente el marco normativo básico del sector eléctrico establecido por la Ley 54/1997. Sin embargo, se introducen nuevos mecanismos que tratan de mejorar el funcionamiento del mercado.

A partir de la ORDEN ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firman las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular, se incorporó al mercado eléctrico un nuevo mecanismo de compra de la energía destinada a los consumidores acogidos a la tarifa regulada. Tal y como

²² La correcta definición de déficit tarifario es la diferencia entre los costes de la electricidad reconocidos por las normas regulatorias y las tarifas reguladas que pagan los consumidores. El coste reconocido por la normativa no es asimilable al coste efectivo de la electricidad. Véase: N. FABRA PORTELA y J. FABRA UTRAY, «El déficit tarifario en el sector eléctrico español», *Papeles de Economía Española*, núm. 134, 2012, pp. 88-100.

²³ Los CTC se eliminaron en 2006 a partir del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

²⁴ Las tecnologías de generación escalables son aquellas que pueden adaptarse a las necesidades del cliente en cuanto a generación de potencia.

se menciona en la citada orden, esta nueva forma de contratación trataba de promover la competencia en el mercado, eliminar discriminaciones con los comercializadores de mercado libre, mejorar la formación de los precios y facilitar la confección de las tarifas reguladas. Este nuevo mecanismo denominado subastas CESUR (Contratos de Energía para el Suministro de Último Recurso) introduce un nuevo agente en el sistema eléctrico español: los intermediarios financieros.

Hasta el 1 de julio de 2009, la tarifa regulada denominada tarifa integral, era gestionada por las empresas distribuidoras. A partir de la entrada en vigor del Real Decreto 485/2009, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, la actividad de suministro de energía con tarifa regulada deja de formar parte de la actividad de distribución, y pasa a ser ejercida por las empresas comercializadoras de último recurso. En esta norma, también se designan a las únicas cinco empresas que podrán a partir de ese momento suministrar energía a TUR: ENDESA Energía XXI, S. L.; Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S. A. U.; Unión Fenosa Metra, S.L.; Hidrocantábrico Energía Último Recurso, S. A. U. y Elcogás, S.A., denominadas a partir de ese momento Comercializadoras de Último Recurso (CUR). Por tanto, en el sistema eléctrico entran en juego dos tipos de comercializadoras:

- a) Comercializadora a mercado libre con la función de suministrar energía a los consumidores que hayan decidido contratar en el mercado libre dicho suministro. En este caso, la comercializadora factura al cliente por el acceso a la red y por el consumo de energía según el contrato firmado.
- b) Comercializadora de último recurso, responsable de suministrar energía a los consumidores que estén acogidos a la tarifa regulada. En este caso, la comercializadora factura al cliente por el acceso a la red y por el consumo de energía según la tarifa establecida por la Administración.

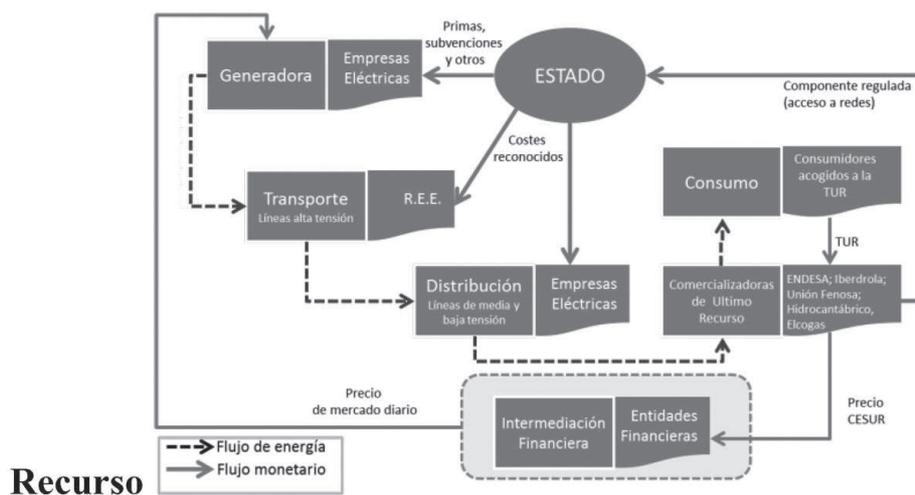
Por tanto, con este Real Decreto se inicia la competencia entre las diferentes comercializadoras acreditadas técnicamente para acceder al mercado. Este proceso no ha estado exento de dificultades derivadas fundamentalmente de la posición de dominio de las cinco grandes distribuidoras de referencia. Las distribuidoras, monopolistas en distribución, tenían una información comercial estratégica acerca de los consumidores eléctricos. Esta información, tal y como señalaba el Real Decreto 1435/2003, y su posterior modificación a través del Real Decreto 1454/2005, debía ser facilitada de modo gratuito a aquellos comercializadores registrados que lo solicitaran a las distribuidoras. La información a facilitar, con el fin de poder desarrollar la competencia en la comercialización eléctrica, más allá de los grupos integrados verticalmente, se concentraba en el denominado Sistema de Información de Puntos de Suministro (SIPS).

Sin embargo, las distribuidoras hicieron una interpretación muy restrictiva a dicha norma y no facilitaron el acceso al SIPS. Esta actuación retrasó la liberalización efectiva de la comercialización puesto que, como reconocen diferentes resoluciones de la Comisión

Nacional de la Competencia²⁵, las distribuidoras, «valiéndose de la posición de dominio que le confiere el monopolio legal que ostentan sobre la red de distribución, habrían cometido un abuso con la intencionalidad y la aptitud de obstaculizar la entrada a nuevos competidores»²⁶. Tras varios expedientes sancionadores, esta problemática parece estar resuelta y actualmente el número de comercializadoras acreditadas se ha incrementado notablemente favoreciendo el proceso de mercado libre, si bien es demasiado pronto para llegar a conclusiones acerca de su efecto en el precio de la electricidad para el consumidor.

En relación con la tarifa regulada, denominada Tarifa de Último Recurso (TUR), era fijada por el Gobierno y actualizada cada trimestre, según el coste de las materias primas y la demanda. El nivel establecido servía de tope para las eléctricas. La compra de energía a través de las subastas CESUR trataba de reducir la incertidumbre e inseguridad que provocaría en el consumidor la existencia de un precio negociado en un mercado volátil, si el proceso de liberalización y libre competencia hubiera seguido ampliado sus efectos en el mercado minorista.

Figura 4: Esquema de funcionamiento del mercado de suministro de Energía de Último Recurso



Fuente: Elaboración propia

²⁵ Los Expedientes sancionadores que resolvió la Comisión Nacional de la Competencia en relación con el abuso de posición de dominio de las distribuidoras de electricidad, con monopolio territorial y perteneciente a los principales grupos empresariales de producción de electricidad fueron los siguientes: Expte. 641/08, Centrica/ Endesa, Expte. 642/08, Centrica/Unión FENOSA, Expte. 643/08, Centrica/Eléctrica del Riesgo, Expte. 644/08, Centrica/Iberdrola, Expte. 645/08, Centrica/Hidrocarbónico.

²⁶ 02/04/2009 Resolución del Consejo Nacional de la Energía al Expediente Expte. 641/08, Centrica/ Endesa.

2. Funcionamiento del mercado eléctrico

El mercado eléctrico en España, en la actualidad Mercado Eléctrico Ibérico (MIBEL)²⁷, se caracteriza por presentar dos actividades abiertas a la competencia: la producción (mercado mayorista) y la comercialización (mercado minorista). En el mercado mayorista, los generadores venden la electricidad generada a distribuidores y comercializadores y se incluye tanto la energía que se vende mediante contratos bilaterales, como la que se vende en el mercado organizado o pool, en el que se realizan la mayor parte de las transacciones. Este mercado está a su vez integrado por mercados sucesivos cuya intervención tiene como finalidad ajustar lo más posible la oferta a la demanda. El primero que interviene y el que tiene mayor peso en la fijación del precio final es el mercado diario, también denominado «pool» que es donde generadores y consumidores lanzan sus ofertas. En el mercado diario, se negocia la energía para cada hora del día siguiente al de la negociación. Libremente, los generadores ofrecen sus instalaciones para suministrar energía detallando la cantidad de megavatios ofertados y el precio al que están dispuestos a realizar dicha oferta para cada una de las horas del día siguiente. Del mismo modo, los compradores (comercializadoras, distribuidoras y consumidores directos) especifican sus condiciones de demanda de energía, es decir, la cantidad y precio al que están dispuestos a pagar. Las generadoras que acceden en primer lugar al mercado diario son las nucleares, dado que por sus características técnicas (gran inercia térmica que provoca que los arranques y parones sean muy costosos) deben dar salida a toda la energía que producen. Las siguientes serían las energías renovables, con unos costes variables prácticamente nulos por lo que siempre les es rentable ofertar la energía que producen. Además estas energías son promovidas por el desarrollo normativo a través de primas. Tanto las nucleares como las renovables realizan sus ofertas a precio cero. Según la demanda, las siguientes ofertantes serían las energías más caras, es decir, el gas y el carbón. La última generadora en cubrir la demanda proyectada marca el precio marginal de la energía.

El Operador del Mercado Ibérico de Energía²⁸ (OMIE) es el organismo responsable de la gestión de compra y venta de electricidad en los mercados organizados. En el mercado diario, se encarga de la casación de la curva agregada de oferta y demanda

²⁷ El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es el resultado de una iniciativa conjunta de los gobiernos de Portugal y España con el objetivo de crear un mercado interno de electricidad en la Península Ibérica, que se consolidó en el año 2006, cuando MIBEL arrancó con el mercado de largo plazo, y un año después, como mercado spot para el conjunto de España y Portugal.

²⁸ Anteriormente denominado Operador del Mercado Eléctrico (OMEL), cambia su denominación desde el 1 de julio de 2011.

de electricidad²⁹. Como resultado de tal casación, se obtiene una combinación precio-cantidad en el punto en que ambas curvas se igualan. Este precio de equilibrio o precio marginal es el que ofrece el generador más caro de todos los oferentes que han entrado en la casación necesarios para satisfacer la demanda. Todos estos oferentes recibirán por su oferta la misma remuneración: el precio de casación. En palabras de Agosti, et. al (2007: 29)³⁰, este es «un mercado marginalista que funciona en la práctica como una subasta de precio uniforme». En el mercado intradiario, que es el siguiente que actúa, se ajustan las posibles desviaciones entre la demanda real y prevista, y, los generadores pueden optimizar sus programas de generación.

Uno de los principales problemas relacionados con el funcionamiento del pool se deriva del hecho de que todos los generadores sean retribuidos al precio más alto de la casación, lo que provoca que algunos oferentes perciban ingresos muy por encima de sus costes de producción³¹. Por otro lado, cuando la demanda es muy baja y la oferta conjunta nuclear-renovable es suficiente para cubrirla, el precio que se marca en el mercado diario es el mínimo, es decir, cero. Todos estos factores desvirtúan el funcionamiento eficiente de este mercado.

Como ya se ha señalado, la compra de energía destinada a consumidores acogidos a la TUR, podía realizarse a través de las denominadas subastas CESUR. Con estas subastas el riesgo en la formación de precios de la tarifa regulada era asumido por los agentes vendedores en el mercado minorista que son los que pujan en estas subastas. Su funcionamiento era trimestral y trataba de estabilizar el coste de la tarifa regulada frente al precio imprevisible del mercado diario. La Comisión Nacional de Energía, integrada actualmente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, era responsable de supervisar estas subastas y garantizar que el proceso fuese objetivo, transparente y no discriminatorio. Se trataba por tanto, de absorber el riesgo de que la TUR no cubriera los costes del mercado diario. En estas subastas solían participar entidades financieras dispuestas a pujar por la energía ofertada en el mercado diario y ganaba aquella que ofrecía un precio más bajo. Estos intermediarios debían pagar a las generadoras el precio de mercado que se alcanzaba cada hora y cobrar a las CUR el precio alcanzado en la subasta (precio CESUR). Obtenían beneficios siempre y cuando el precio CESUR fuese mayor que el precio de mercado.

²⁹ La curva agregada de oferta se obtiene por agregación de las cantidades de energía ofertadas por los productores ordenados de manera ascendente en función su precio. La curva de demanda se genera de forma similar, ordenando de manera descendente las cantidades demandadas por los compradores.

³⁰ L. AGOSTI, A.J. PADILLA y A. REQUEJO, «El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados», *Economía Industrial*, núm. 364, 2007, pp. 21-37.

³¹ Por ejemplo las centrales nucleares e hidráulicas, por su antigüedad están ya amortizadas.

En el mercado minorista, los consumidores domésticos y las pequeñas empresas adquieren la energía. En principio, y bajo la Ley 54/1997, estos compradores podrían contratar con una de las comercializadoras en régimen de libre competencia el servicio de suministro de energía. En dicho contrato libre se establecerían las condiciones de potencia contratada y precio. Normalmente estos contratos se mantendrían estables durante un cierto tiempo, por lo que la comercializadora para negociar las condiciones debería estimar el promedio del precio horario durante el periodo de vigencia del contrato en base a su histórico y con el objetivo de obtener un determinado margen de beneficio.

Sin embargo, la mayor parte de los pequeños consumidores no han recurrido a este mecanismo de negociación para acceder al suministro eléctrico. Estos consumidores, según la Ley marco, tenían un plazo de adaptación para abandonar las antiguas tarifas establecidas por la administración (en línea con el MLE) y pasar a participar en el mercado minorista del mecanismo de negociación citado. Este plazo finalizaba el 1 de julio de 2009 y a partir de esta fecha, desaparecían las tarifas del mercado regulado. Para aquellos consumidores que, finalizado el plazo, todavía no hubiesen negociado un contrato de suministro con alguna comercializadora, podrían acogerse a la denominada Tarifa de Último Recurso (TUR). En la actualidad, la mayor parte de los consumidores siguen acogidos a esta tarifa. En estos casos, el consumidor seguía formando parte de la cartera de clientes de su antigua distribuidora, aunque en su versión comercial. Esta comercializadora estaba obligada a suministrar electricidad a dicho consumidor al precio que marca la TUR. La TUR se obtiene añadiendo al precio CESUR la componente regulada y un margen de beneficios estipulado por la Administración para las CUR.

El funcionamiento de la subasta se ha constatado muy deficiente a lo largo del tiempo, puesto que la evolución de los precios resultantes de la misma no sigue pautas razonables de mercado. En parte, este desequilibrio es resultado de la configuración del mercado mayorista y la integración vertical de las empresas que participan en el mismo. Una misma empresa puede ofertar y pujar en dicha subasta, hecho que desvirtúa la propia naturaleza del mecanismo para introducir un cierto nivel de competencia en la definición de la TUR.

Dichas ineficiencias se pusieron de manifiesto en el Informe elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de 7 de enero de 2014 sobre el Desarrollo de la 25.^a subasta CESUR previsto en el art. 14.3 de la Orden ITC/1659/2009 de 22 de junio, en el que concluye que *«no procede validar la subasta, atendiendo igualmente a lo previsto en el art. 14.1 de la Orden 1659/2009, de 22 de junio, a la vista de la concurrencia»* de una serie de circunstancias atípicas que hubieran provocado una subida artificial en el precio de la energía³².

³² Véase: http://www.cnmec.es/Portals/0/Ficheros/Home/novedades/energia/2013/diciembre/140107_Inf_CNMec_25%20AACESUR%20Sal_a%20Regulaci%C3%B3n_vers%20final_3.pdf (julio de 2014)

III. REVISIÓN NORMATIVA EN EL PERIODO DE CRISIS: EL DÉFICIT TARIFARIO Y LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO FINANCIERA DEL SECTOR

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico³³, ha regulado durante unos 16 años las actividades de generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, y la gestión económica y técnica del sistema eléctrico español. Trascurrido todo ese tiempo, podemos afirmar que algunos de los objetivos marcados por las directrices de la UE se han alcanzado, sobre todo en lo que se refiere al proceso de liberalización del sector a partir del cual se ha establecido un mercado organizado de negociación de la energía, se ha reducido la intervención pública en la gestión del sistema y se han abierto las redes a terceros. Como consecuencia de ello, el sistema permite, en teoría, que los consumidores puedan elegir al suministrador con el que quieren contratar la energía eléctrica. Por otro lado, gracias al nivel de inversiones realizadas en redes en los últimos años y a la utilización de una combinación de fuentes de energía diversificada, el suministro de energía en nuestro país presenta un alto nivel de calidad y seguridad.

Tal y como se reconoce en el preámbulo de la Ley 24/2013, el proceso de liberalización del sector en España se ha tratado de realizar respetando en todo momento los principios de protección medioambiental, contribuyendo de esta forma al cumplimiento de los compromisos derivados del paquete Energía y Cambio Climático³⁴.

Pese a las mejoras introducidas por la Ley 54/1997, durante estos años el legislador se ha visto obligado a intervenir de forma continua por la complejidad del proceso de liberalización, y los cambios y desequilibrios que se han puesto de manifiesto en el funcionamiento del sector derivados fundamentalmente de:

- Alto nivel de inversión en redes de transporte y distribución,
- La elevada penetración de las tecnologías de generación eléctrica renovables, como consecuencia, en parte, del gran volumen de subvenciones destinadas a potenciar las inversiones de generadores de régimen especial que, en muchos casos, introducen desequilibrios entre los ingresos percibidos y sus costes reales.

Resolución de 20 de diciembre de 2013 de la Secretaría de Estado de Energía (BOE 305 de 21 de diciembre de 2013) por la que se anula la 25.ª Subasta Cedur.

³³ Derogada por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, salvo las Disposiciones adicionales 6, 7, 21 y 23. La misma Ley además modifica la Disposición adicional 21.

³⁴ En él se establecen determinados objetivos para el año 2020, como son la reducción de gases de efecto invernadero del 20% en la Unión Europea con respecto a 1990, el alcanzar un 20% de participación de energías renovables en la energía primaria y la consecución de un 20% de mejora de la eficiencia energética.

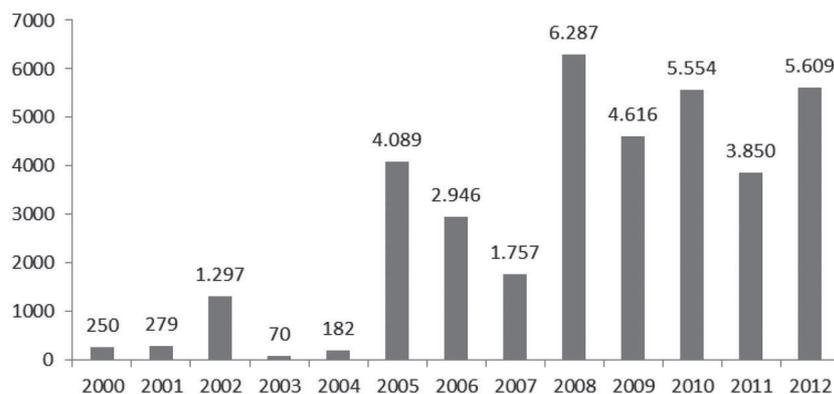
- La evolución del mercado mayorista de electricidad con la aparición de nuevos agentes y un incremento en la complejidad de las ofertas,
- El modelo de formación de precios en el que conviven una tarifa integral ajena al mecanismo de mercado y el mercado libre que ha impedido la creación de un verdadero mercado minorista.
- La gran concentración empresarial con un notable poder de mercado que posibilitan cierta manipulación de los precios al actuar desde el lado de la oferta y la demanda.

De todos los aspectos mencionados, el déficit tarifario es sin duda el problema estructural de mayor envergadura y el centro de atención de gran parte de la normativa sectorial que se ha desarrollado en los últimos años. El déficit tarifario surge a raíz del inicio del proceso de liberalización del sector y es consecuencia de la acumulación de desequilibrios anuales entre los ingresos de las actividades reguladas y los costes reconocidos y asociados a dichas actividades. El reconocimiento por parte del regulador de estos desequilibrios, ya sea a través de su incorporación al modelo de formación de precios o como deuda susceptible de amortización a través de su titularización, es el aspecto más controvertido y se justifica, en parte, por dos premisas fundamentales:

- a) Por un lado, las empresas eléctricas exigen y negocian el reconocimiento del déficit avaladas por la propia normativa, para mantener el concepto del suministro eléctrico como servicio esencial y la consecuente obligatoriedad de suministro a todos los ciudadanos.
- b) Por otro, hasta el momento el regulador ha considerado que trasladar al precio regulado de la electricidad el 100% de los desequilibrios acumulados dispararía su importe con el consecuente perjuicio para el consumidor final.

Como se refleja en la Figura 5, entre los años 2000 y 2004 la generación anual de déficit tarifario no es elevada. En 2005, la cifra anual aumenta y comienza a ser un problema estructural, si bien se reduce en 2006 y 2007. Pero a partir de 2008, el déficit tarifario se dispara y se mantiene en nivel altos hasta el año 2012, pese a todos los esfuerzos realizados por reducirlo y llegar a eliminarlo en 2013. La evolución del déficit de tarifa, acentuado en la época de crisis económica, además ha provocado el aumento del coste de financiación del mismo, con el consecuente encarecimiento de los costes de la electricidad. No debemos olvidar que en esos años aumentaron en los mercados financieros las dudas en relación a nuestra economía y se elevaron los niveles de la prima de riesgo para España.

Figura 5: Déficit tarifario en origen 2000-2012 (en millones de €)

Fuente: Comisión Nacional de la Energía (CNE)³⁵

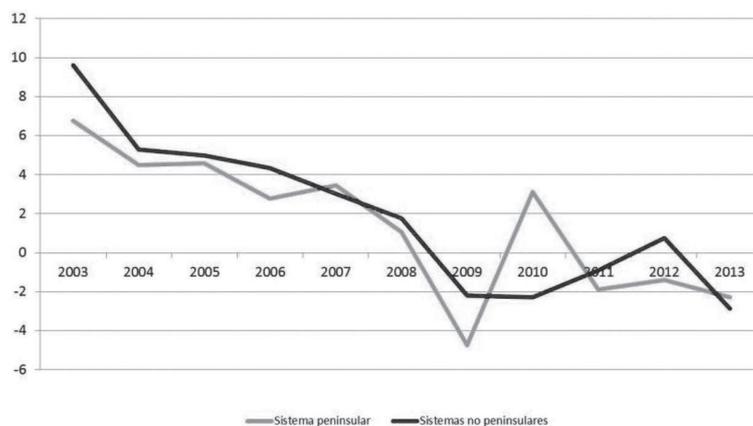
Estos desequilibrios han sido generados por dos circunstancias que han coincidido en el tiempo: por un lado, ha tenido lugar un fuerte crecimiento de algunos costes como consecuencia de determinadas decisiones de política energética, sin que el sistema asegurara el correspondiente ingreso; y, por otro, como consecuencia de la crisis económica, no se ha producido crecimiento en la demanda de energía eléctrica³⁶.

Como apreciamos en la Figura 6, el crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica es cada vez menor hasta 2008, si bien seguía existiendo un relativo incremento. Pero a partir de ese año, las tasas de crecimiento pasan a ser negativas (a excepción del año 2010 en el sistema peninsular y del año 2012 en el no peninsular).

³⁵ CNE (2013): Nota resumen del saldo de la deuda del sistema eléctrico a 10 de mayo de 2013. www.cne.es/cne/doc/prensa/NP_DEUDA_SISTEMA.PDF (julio de 2014).

³⁶ En opinión del Presidente de OMEL, P. MEJÍA GÓMEZ, la caída de la demanda puede poner de manifiesto la existencia de una sobrecapacidad de las instalaciones de generación y, en consecuencia, un funcionamiento por debajo del límite de rentabilidad en algunas de estas instalaciones. P. MEJÍA GÓMEZ, «Quince años de mercado eléctrico: perspectivas de futuro», *Cuadernos de Energía*, núm. 4, diciembre 2013, p. 74.

http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/es/Documents/energia/Deloitte_ES_Energia_Cuadernos-de-energia.pdf (julio 2014).

Figura 6: Evolución del crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica en b.c.³⁷ (%)

Fuente: Elaboración propia a partir de Red Eléctrica Española³⁸.

Además, el sistema de retribución de las actividades reguladas establecido tampoco ha contado con el nivel de adaptación necesario para asumir los cambios en el sistema eléctrico y las consecuencias de la crisis económica.

En relación al déficit tarifario, según la CNE³⁹, en los ejercicios 2001, 2002, 2005 y 2006, el déficit aparece por no trasladar los desequilibrios derivados de errores de previsión entre los ingresos y costes regulados al ejercicio siguiente, ya que por su magnitud implicaba incrementos muy elevados de los precios regulados. A partir de 2007, con el objetivo de suavizar el efecto que supondría sobre los consumidores realizar el incremento necesario de los peajes de acceso para que cubrieran la totalidad de los costes, los ingresos regulados procedentes de dichos peajes establecidos ex ante son inferiores a los costes reconocidos y se consolida el déficit tarifario que se ha ido incrementando en los últimos años de forma exponencial.

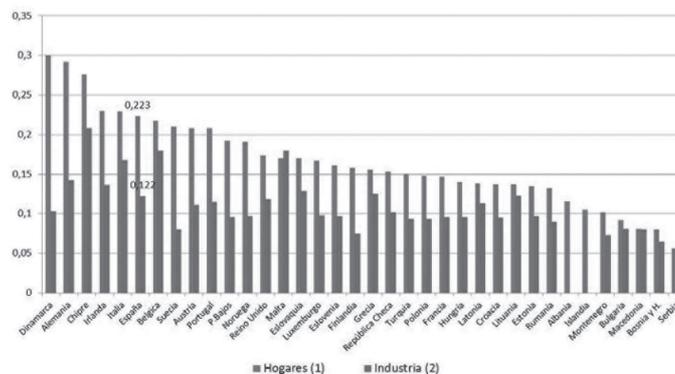
Aun así, el precio de la electricidad en España se ha convertido en uno de los más caros de toda la Unión Europea, en parte debido a que entre 2004 y 2012 los peajes se han ido incrementando. En 2013, España es el sexto país con los precios más elevados para los consumidores domésticos (de tamaño medio), sólo por detrás de Dinamarca, Alemania, Chipre, Irlanda e Italia.

³⁷ La demanda de energía eléctrica está medida en término de producción en b.c. (barras de central). Las barras de central son puntos de medición de la demanda con la deducción de los consumos propios de las centrales.

³⁸ Informe Anual del Sistema Eléctrico Español de 2013 (pp. 26, 27 y 106), de 2011 (pp. 24, 25 y 102), y de 2006 (pp. 20, 21 y 88). www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/informe-anual (julio de 2014).

³⁹ CNE, Informe sobre el sector energético español, 2012, *cit.* p. 91. www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PI_DEFICIT_ELECTRICO.pdf (julio de 2014).

Figura 7: Precios de la electricidad en Europa, primer semestre del año 2013 (€ por kWh).

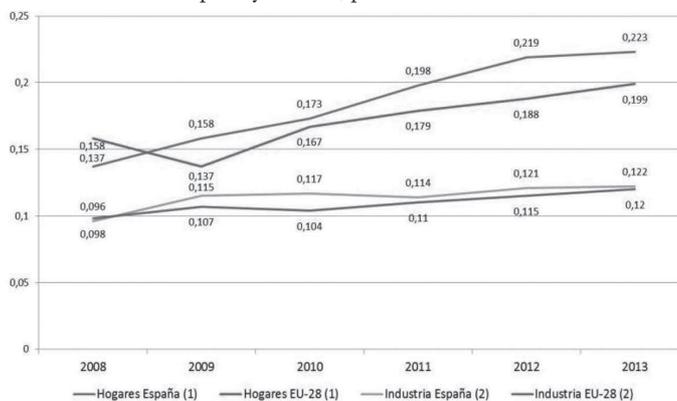


- (1) Consumo anual: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh
- (2) Consumo anual: 500 MWh < Consumo < 2.000 MWh; se excluye el IVA

Fuente: Elaboración propia a partir de Eurostat⁴⁰

En la Figura 8, podemos observar el crecimiento de los precios de la electricidad en España para los consumidores domésticos y la industria entre 2008 y 2013, y cómo, en ambos casos, los precios en nuestro país se sitúan por encima de la media de Europa desde el año 2009.

Figura 8: Precios electricidad España y EU-28, primer semestre del año 2008-2013 (€ por kWh)



- (1) Consumo anual: 2.500 kWh < Consumo < 5.000 kWh
- (2) Consumo anual: 500 MWh < Consumo < 2.000 MWh; se excluye el IVA

Fuente: Elaboración propia a partir de Eurostat

⁴⁰ Disponible en: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/energy/data> (julio de 2014).

A continuación, analizaremos la normativa aprobada desde 2008 hasta la nueva Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en relación fundamentalmente al déficit tarifario y a las medidas urgentes llevadas a cabo como consecuencia de la crisis económica⁴¹:

- **En 2009**, el *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*, estableció, entre otras, dos medidas fundamentales para intentar solucionar el déficit estructural del sector eléctrico: a) fijó los límites máximos de déficit de las actividades reguladas para frenar el incremento del mismo hasta 2013 (véase Figura 9), momento en el que los peajes de acceso deberían ser suficientes y el déficit se eliminaría; y b) para evitar que las empresas eléctricas siguieran financiando el déficit, planteó un mecanismo de financiación a través de la creación de un fondo de titularización, al que se podrían ceder los derechos de cobro con la emisión de los correspondientes pasivos en el mercado financiero con la garantía del Estado. En todo caso, el déficit titularizado contaría con un plazo de recuperación de 15 años. Asimismo, esta norma también determinó que los extra-costes de generación eléctrica de los sistemas no peninsulares se compensarían con cargo a los Presupuestos Generales del Estado del ejercicio siguiente⁴², con lo cual este sobre coste se pagaría vía impuestos y no a través de la factura de la electricidad de los usuarios implicados. También se aprueba el bono social como mecanismo creado por el Gobierno para proteger a los ciudadanos de determinados colectivos más vulnerables⁴³.

Por otro lado, la *Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio*, pretendió mejorar el entorno regulatorio para hacerlo más eficiente, transparente, simplificado y predecible para los agentes económicos, e impulsar de esta forma el desarrollo económico. Con estos objetivos, en su art. 18 también modificó la Ley 54/2007, de 27 de noviembre.

- **En 2010**, se aprobaron dos Reales Decretos-Leyes que afectaron al sector eléctrico.

⁴¹ Para esta revisión se han tenido en cuenta los cambios introducidos mediante Real Decreto-Ley, así como los aprobados por otras Leyes aprobadas con el objetivo de mejorar la situación en la que se encontraba el sector.

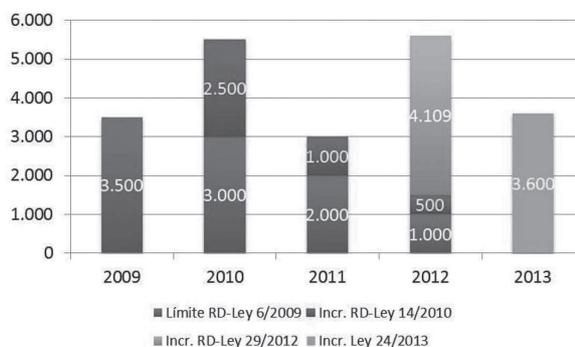
⁴² Según la Disposición adicional primera del Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, el extracoste de 2009 se compensará en un 17%, el de 2010 en un 34%, el de 2011 en un 51%, el de 2012 en un 75%, y el de los ejercicios siguientes en un 100%.

⁴³ Se trata de una medida de carácter social diseñada para favorecer a los colectivos más vulnerables (clientes domésticos con una potencia contratada inferior a 3 KW; los pensionistas con prestaciones mínimas; las familias numerosas y hogares en los que todos sus integrantes se encuentren en situación de desempleo) y se concreta en la congelación de la tarifa vigente en el momento de la puesta en marcha de la TUR hasta 2012.

El primero fue el *Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo*, que incluyó en su Capítulo V medidas para promover actividades con la intención de modernizar el sector, como son el estímulo de las empresas de servicios energéticos y del vehículo eléctrico. También, modificó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, estableciendo el procedimiento para financiar los desajustes temporales en las liquidaciones de las actividades reguladas, con el objetivo de facilitar el proceso de titularización del déficit tarifario.

Y el segundo, el *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*, que reconoció el exceso de déficit del año 2010 (como déficit titularizable a través del fondo de titularización: Fondo de Amortización del Déficit del Sector Eléctrico FADE), elevó los límites máximos anuales de déficit de tarifa para los ejercicios 2011 y 2012, y mantuvo el límite en cero para el año 2013 y siguientes (véase Figura 9). Además se adoptaron otras medidas de protección a los consumidores más vulnerables, de reducción de determinadas partidas de los costes y de aumento de los ingresos del sistema, como las siguientes: la ampliación de la financiación del bono social por parte de las empresas obligadas hasta diciembre de 2013, la limitación de las horas equivalentes primadas de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas; y el establecimiento de un peaje de generación obligatorio para los productores de energía, dada la incidencia de esta actividad en el desarrollo de las redes de transporte y distribución.

Figura 9: Límites legales del déficit de actividades reguladas 2009-2013 (en millones de €)



Fuente: Elaboración propia a partir CNE⁴⁴, RD-Ley 29/2012 (cuantificado RD-Ley 9/2013) y Ley 24/2013.

⁴⁴ CNE, Informe sobre el sector energético español, 2012, *cit.* p. 9. www.cne.es/cne/doc/publicaciones/20120309_PI_DEFICIT_ELECTRICO.pdf (julio de 2014).

Las medidas planteadas en esta norma fueron insuficientes y no consiguieron situar el déficit tarifario en los límites establecidos. De hecho, en el ejercicio 2011, el sistema tuvo unos ingresos menores como consecuencia, entre otras circunstancias⁴⁵, de la caída de la demanda de electricidad, la bajada de los peajes en octubre de ese mismo año⁴⁶, y el traslado del extracoste de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares de 2011 a los presupuestos de 2012 por un importe bastante inferior al 51% establecido por el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril.

- **En 2012**, al no resultar del todo efectivas las políticas establecidas en los años precedentes, la intensidad normativa fue mayor, adoptándose cuatro Reales Decretos-leyes y dos Leyes con incidencia en el sector.

El *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre-asignación 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*, estableció dos medidas de carácter temporal, con la finalidad de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico: a) la supresión de los incentivos económicos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, b) la suspensión de los procedimientos de pre-asignación de retribución de instalaciones en régimen especial. Estas supresiones fueron establecidas para reducir el déficit tarifario y no pusieron en riesgo el suministro de electricidad, ya que la capacidad instalada en España lo garantizaba.

El *Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad⁴⁷ 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 e ingresos de los sectores eléctrico y gasista*, estableció la designación formal de una única autoridad reguladora a nivel nacional, y detalló sus competencias y funciones; introdujo la referencia al consumidor vulnerable, reforzando así la protección del consumidor; y fijó

⁴⁵ UNESA, *La situación económico financiera de la actividad eléctrica en España 1998-2012*. Madrid. 2013, cit. p. 33.

⁴⁶ Aunque esta bajada fue anulada posteriormente por distintos autos del Tribunal Supremo (Auto de 20 de diciembre de 2011 y Auto de 28 de febrero de 2012 del Tribunal Supremo).

⁴⁷ A través de este Real Decreto-ley se incorporan a nuestro ordenamiento las previsiones contenidas en: la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE (que requieren la modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico); y parcialmente la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. No detallamos las relacionadas con el mercado interior del gas y con las comunicaciones electrónicas, por no ser objeto de este trabajo⁴⁰. Artículo 39.1 del Real Decreto-Ley 20/2012, de 13 de julio. BOE núm. 168, de 14 de julio de 2012.

puntos de contacto únicos en coordinación con la CNE para ofrecer a los consumidores toda la información sobre sus derechos, la legislación en vigor y los procedimientos de solución de conflictos disponibles. Además, con carácter de urgencia, se impulsaron una serie de medidas con la intención de suprimir los desajustes entre los ingresos y los costes del sistema eléctrico. En este sentido, para reducir los costes de las actividades reguladas, la norma modificó la retribución de la actividad de distribución (ajustando la retribución correspondiente a 2012 a 4.606.000 miles de euros), y la regulación de la retribución de la actividad de transporte (ajustando la retribución correspondiente a 2012 a 1.525.452 miles de euros); además, estableció criterios adicionales a los existentes para la retribución de la actividad de generación en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Nuevamente, se redujeron los costes de las actividades reguladas con el *Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad*. Para ello, planteó nuevas medidas relativas al régimen retributivo de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, aplicables desde el 1 de enero de 2012. Además, modificó el criterio para la retribución de la actividad de transporte, determinando que «la retribución en concepto de inversión se reconocerá para activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos».

El *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*, introdujo igualmente novedades en el sector eléctrico. Concretamente, con carácter adicional al límite de déficit tarifario establecido legalmente para 2012 de 1.500 millones de euros, la norma determinó que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico generados en ese año se considerarían déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico de 2012, y generaría derechos de cobro susceptibles de ser cedidos al fondo de titularización FADE. Además, se permitió la habilitación para suprimir o corregir el mecanismo de pre-asignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, si se produjera el incumplimiento de las obligaciones esenciales asociadas al régimen económico que éste implica, es decir, la ejecución de la instalación dentro del presupuesto y su finalización en un plazo concreto.

También con el objetivo de paliar el déficit tarifario, se aprobó la *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*, que pretendió armonizar el sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad. Esta ley introdujo medidas de carácter excepcional para que los costes del sistema fueran financiados tanto con los ingresos que proceden de los peajes de acceso y demás precios regulados, como de determinadas partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado. Entre las medidas regulatorias e impuestos sobre la generación eléctrica, podemos señalar: un impuesto general del 7% sobre la facturación de la energía eléctrica (independientemente de su origen), impuestos al consumo de combustibles fósiles para la

generación eléctrica, impuestos a la producción en centrales nucleares, y un canon del 22% a la producción hidráulica. La consecuencia del establecimiento de la mayor parte de estas cargas fiscales ha sido que finalmente el consumidor ha tenido que asumir el coste derivado de su aplicación con el aumento de la tarifa eléctrica. Solo en el caso de las empresas sujetas a un régimen retributivo distinto, como sucede con las energías renovables, han tenido que asumir el coste por el efecto de las medidas fiscales⁴⁸.

Por último, incluimos en este año, la *Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013*, si bien la vigencia de las medidas adoptadas en la misma es exclusiva para el 2013. La Ley estableció, entre otras, una medida relacionada con el fondo de titularización y dos medidas con implicaciones en la financiación de los costes regulados del sistema eléctrico. En relación al fondo de titularización, se determinó que no serían de aplicación las limitaciones a avales⁴⁹ del FADE. En cuanto a la financiación de los costes regulados, por un lado, se suspendió para el ejercicio 2013 el mecanismo de compensación de los extracostes de generación eléctrica de los sistemas insulares y extrapeninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado del año siguiente, establecido por el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril. Y, por otro, se estableció que el sistema eléctrico recibiría unos ingresos equivalentes a la suma de: 1) la estimación de la recaudación anual correspondiente al Estado procedente de los tributos fijados en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre (siendo esta estimación en 2013 de 2.921.467,86 miles de euros)⁵⁰, y 2) el 90% del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero⁵¹, con un máximo de 450 millones de euros.

Desgraciadamente, las medidas adoptadas en 2012 resultaron sin duda alguna insuficientes para conseguir reducir el déficit y no lograron situarlo en el límite establecido de 1.500 millones de euros. Este resultado negativo se explica⁵², entre otras causas, por la disminución de la demanda de electricidad en 2012, la expectativa de unos ingresos provenientes de la revisión de las tarifas de acceso superior a la finalmente obtenida, y la imposibilidad de trasladar el 75% del extracoste de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares del año 2012 a los Presupuestos Generales del Estado del 2013.

⁴⁸ N. FABRA PORTELA y J. FABRA UTRAY, «El Déficit Tarifario en el sector eléctrico español», *Papeles de Economía Española*, núm. 134, 2012, *cit.* pp. 96-97.

⁴⁹ Fijadas en los apartados 8.a) y 8.b) de la Disposición Adicional 21.ª de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, relativa a la suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos a las actividades reguladas del sector eléctrico.

⁵⁰ Preámbulo de la Ley 15/2013, de 17 de octubre. BOE núm. 250, de 18 de octubre de 2013.

⁵¹ El 10% restante, con un límite de 50 millones de euros, se designarán a la lucha contra el cambio climático.

⁵² UNESA, *La situación económico financiera de la actividad eléctrica en España 1998-2012*, Madrid, 2013, p. 38.

En **2013**, ante la falta de efectividad de las pautas marcadas a lo largo de 2012 para eliminar el déficit del sistema eléctrico, se aprobaron dos Reales Decretos-leyes y una Ley, actualmente derogada.

El *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*, nuevamente busca reducir el déficit tarifario, en este caso mediante la reducción de costes, con la intención de corregir los desajustes entre los ingresos y los costes, y además se pretende evitar que se produzcan nuevos incrementos en los precios de la electricidad. La norma sustituyó el Índice de Precios al Consumo (IPC) como índice de actualización de los costes del sector eléctrico por el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente). Con esta modificación, se pretende que las variaciones de los impuestos y la volatilidad de los precios de los alimentos no elaborados y de los consumibles de uso doméstico no influyan en la actualización de retribuciones de actividades reguladas del sistema eléctrico. Además, se suprimió la prima prevista en el art. 24.1.b) del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para las instalaciones en régimen especial que vendan en el mercado la energía producida⁵³.

El *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*, estableció fundamentalmente medidas en relación al régimen retributivo de determinadas actividades del sector eléctrico. En concreto, entre otras cuestiones, para las instalaciones de generación de energía renovable, cogeneración y residuos, instó al Gobierno a aprobar un nuevo régimen retributivo y para ello fijó una serie de principios sobre los que debía basarse. Del mismo modo, para las instalaciones de distribución y transporte de energía eléctrica, introdujo una serie de principios retributivos adicionales y fijó un método retributivo de carácter transitorio. Adicionalmente, se cuantificó el déficit adicional de ingresos del año 2012, autorizado por el Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, en 4.109.213 miles de euros. Y para que el Estado pudiera garantizar estas nuevas obligaciones económicas exigidas al FADE, se modificó la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, para incrementar el límite total de avales a otorgar por el Estado en 4.000 millones de euros. Y en cuanto a la financiación de los extracostes de generación eléctrica en los sistemas no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado del año posterior, se limita al 50% del mismo⁵⁴.

⁵³ Por lo tanto, con esta modificación, las opciones de venta en este caso son dos: la cesión de electricidad al sistema a cambio de una tarifa regulada; o la venta de la electricidad en el mercado de producción de energía, sin complemento de prima.

⁵⁴ Y se deroga la Disposición adicional primera del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, que establecía esta compensación en el 75% del extracoste para el ejercicio 2012 y del 100% a partir de 2013.

Con la derogada⁵⁵ *Ley 15/2013, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables y se concede un crédito extraordinario por importe de 2.200.000.000 de euros en el presupuesto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo*, se pretendió solventar un nuevo desajuste en el sistema eléctrico sin que la solución supusiera en ningún caso un incremento de los peajes de acceso para los consumidores. A lo largo del año 2013, se pone de manifiesto que los ingresos de los peajes eléctricos y de las partidas establecidas en los Presupuestos Generales del Estado para 2013 van a ser insuficientes, ya que la evolución de los costes del sistema a lo largo del año manifestó un crecimiento no previsto en el régimen especial y, además, se produjo una caída de la demanda de electricidad que se tradujo en una reducción de los ingresos por peajes. Concretamente, la norma adoptó dos medidas ante esta situación. Por un lado, se comprometió al Estado a financiar en 2013 parte de los costes ocasionados por los incentivos económicos para el fomento de la producción de energía eléctrica por fuentes renovables, con un importe máximo de 2.200.000.000 euros. Y, a su vez, se concedió un crédito extraordinario por el importe máximo con cargo al Presupuesto General del Estado de 2013, que se financiaría con deuda pública. Sin embargo, estas medidas no tuvieron una aplicación efectiva puesto que en diciembre de ese mismo año la nueva Ley del Sector Eléctrico las derogó con carácter retroactivo. Este cambio parece poner de manifiesto una cierta dosis de improvisación por parte del legislador⁵⁶, si bien puede estar sustentado por la necesaria restricción del Déficit Público en la situación de crisis económica del momento. La aplicación de la Ley 15/2013 hubiera supuesto el traslado del Déficit de Tarifa al Déficit Público, cuestión incompatible con los compromisos de reducción de Déficit asumidos por España con la Unión Europea, tal y como afirma Mendoza Losana⁵⁷.

Es evidente que los cambios normativos constantes en los últimos años no han sido capaces de estabilizar el sector, resolver las deficiencias de funcionamiento del sistema, ni

⁵⁵ Derogada con fecha 19 de octubre de 2013 por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2013.

⁵⁶ Como señala el Club Español de la Energía en el trabajo «Regulación y política energética en España. Una reflexión» (Cuadernos de Energía, núm. 39, junio 2013), «se deben evitar contradicciones y, en la confección de las normas, hay que contar con la participación reglada y efectiva de las partes interesadas, que debe adaptarse a las especificidades del sector, sin abusar de los trámites de urgencia»

http://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/es/Documents/energia/Deloitte_ES_Energia_Cuadernos-de-energia-n39.pdf (julio 2014).

⁵⁷ A.I. MENDOZA LOSANA, «Subida de la luz, supresión retroactiva de la financiación pública del sistema eléctrico y anulación de la 25.ª subasta CESUR», *Análisis GA&P*, diciembre 2013, p. 3. <http://www.gomezacebo-pombo.com/media/k2/attachments/subida-de-la-luz-supresion-retroactiva-de-la-financiacion-publica-del-sistema-electrico-y-anulacion-de-la-vegesimoquinta-subasta-cesur.pdf> (julio 2014).

conseguir la suficiencia tarifaria. Parece más que aconsejable realizar una reforma global del sector que garantice su sostenibilidad financiera. Con este objetivo, de reforma estructural, se ha aprobado la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, incluida en la Recomendación del Consejo, de 9 de julio de 2013, relativa al Programa Nacional de Reformas de 2013 de España y por la que se emite un dictamen del Consejo sobre el Programa de Estabilidad de España para 2012-2016.

IV. LEY 24/2013: NUEVO MARCO NORMATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

Con este nuevo marco de regulación básico se trata de devolver cierta estabilidad al sector y crear un escenario más transparente para los diferentes agentes que intervienen. Bajo el principio básico de sostenibilidad económico y financiera del sistema eléctrico⁵⁸, la nueva normativa reconoce explícitamente que el mayor problema que afronta el sector, y que afecta de forma muy diversa y controvertida a los diferentes agentes que intervienen en el mercado, es el déficit tarifario. En este sentido, la norma fija dos límites en relación a dicho déficit (art. 19):

- Los desajustes anuales no pueden superar el 2% de los ingresos estimados del sistema de ese año.
- La deuda acumulada por los déficits anteriores debe ser inferior al 5% de los ingresos estimados del sistema del año en curso.

Con esta medida el regulador trata de contener el crecimiento del déficit, que durante los últimos años se había disparado hasta cifras que comprometían la supervivencia futura del sistema. De esta forma, a partir de 2014, todo desajuste que supere los límites establecidos se trasladará automáticamente a los peajes y cargos⁵⁹; mientras que la parte del déficit que se encuentre dentro de los límites establecidos «*será financiado por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen*» (art. 19.3).

Esta solución trata de repartir la carga asociada al déficit entre los agentes que intervienen en el suministro desde el lado de la oferta (productores, operador del mercado, operador del sistema, transportista, distribuidores, comercializadores y gestores de carga

⁵⁸ En el art. 13.1 de la Ley 24/2013 se define como «*la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del mismo conforme a lo establecido en esta Ley y en su normativa de desarrollo*»

⁵⁹ Se trata de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos asociados al resto de costes del sistema (generación renovable, extracoste de la generación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, mecanismos de capacidad, anualidades del déficit del sistema eléctrico). Para el establecimiento de ambos conceptos, la normativa dispone que se dictaran las disposiciones necesarias por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para asuntos económicos, y serán únicos para todo el territorio nacional. (Art. 16 de la Ley 24/2013)

del sistema)⁶⁰ y de la demanda (los consumidores). Dicho reparto no está exento de polémica y todavía no existen datos estadísticos de referencia que permitan determinar el peso específico que cada una de las partes asume.

Otra de las novedades que introduce la Ley está relacionada con el régimen de precios para el consumidor doméstico. De esta forma, la Ley sustituye la TUR por el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Aparentemente, las definiciones de la TUR y del PVPC no difieren sustancialmente, aunque la metodología de cálculo de cada uno de los conceptos difiere según las disposiciones legales que desarrollan dichas metodologías. En ambos casos se indica que «serán únicos en todo el territorio español», «*serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores*», y difieren en la identificación de los consumidores que pueden acogerse a dicha tarifa, al cambiar las condiciones que han de cumplir según la normativa vigente. Sin embargo, si difiere el sistema de cálculo del coste de producción de la electricidad. En el modelo TUR, la tarifa se fijaba trimestralmente a partir de las subastas CESUR. Dicha subasta se realizaba unos días antes del inicio del trimestre, por lo que la tarifa era conocida antes del periodo de consumo. En el modelo PVPC, el precio se determinaba cada hora a partir de los datos del mercado, por lo que se fija tras conocer los resultados del mismo. Tal y como reconoce Sancha Gonzalo⁶¹, este nuevo sistema de cálculo puede crear mayor incertidumbre en el consumidor, ya que el precio ya no es fijo para cada trimestre, sino que pasa a ser diferente cada hora.

Además, se define una nueva TUR que está reservada para dos tipos de consumidores, con diferente formulación en cada caso (véase Figura 10): los colectivos vulnerables, y «*aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre*». Por otro lado, se mantiene el Bono Social para los consumidores vulnerables que cumplan con una serie de requisitos sociales, de consumo y poder adquisitivo, y se determinará a partir de la nueva TUR. Por tanto, parece que la nueva norma establece una clasificación por grado de vulnerabilidad cuyas condiciones se establecen reglamentariamente.

⁶⁰ Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que son consumidores y a su vez están autorizados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética, en definitiva, son clientes mayoristas según la normativa comunitaria de aplicación.

⁶¹ En su trabajo «El Sistema Eléctrico Español (y X) Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)» publicado en la revista *Anales de mecánica y electricidad*, (septiembre-octubre 2014: 23-33), J.L. SANCHÁ GONZALO analiza la composición del PVPC mediante un ejemplo y presenta la evolución TUR y PVPC desde julio de 2009, mes de inicio de la TUR. http://www.revista-anales.es/web/n_28/pdf/el_sistema_electrico.pdf (julio 2014).

Figura 10: Cálculo de los precios de la Energía en el mercado minorista

<p>PVPC = Coste Producción Energía + Peaje Acceso y Cargos + Coste Comercialización</p> <p>Coste Producción Energía = Precio Medio Horario + Costes Servicios Ajustes Sistema + Otros Costes Asociados Suministro.</p> <p>TUR (consumidores vulnerables) = 75% PVPC</p> <p>TUR (sin dcho PVPC) = 120% (Coste Prod. Energía 2.0.A + Peaje Acceso y Cargos del consumidor + Coste Comerc. 2.0.A)</p> <p>Bono Social = PVPC - TUR</p>
--

Fuente: elaboración propia a partir de la Ley 24/2013.

Pese a todos los cambios introducidos por la nueva Ley básica del sector y las disposiciones adicionales que la desarrollan, entendemos que uno de los problemas que no se ha resuelto mediante la nueva regulación está relacionado con el modelo de formación de precios en el mercado mayorista. El nuevo sistema de formación del precio toma como referencia el precio de la electricidad en este mercado. De esta forma, se pasa de un modelo en el que la componente de mercado de la energía era conocido con un periodo de antelación de al menos tres meses, a uno en el que se determina el precio horario y el consumidor pagará un precio distinto por hora de energía consumida. Sin embargo, se mantiene la metodología de casación en el mercado organizado, de tal forma que la energía más cara es la que marca el precio de todas las demás. De esta forma, energías muy baratas como son la energía nuclear o hidráulica se retribuyen a precios irrealistas.

Desde un enfoque técnico, la PVPC requerirá el cambio de contadores analógicos por contadores digitales. De esta forma, las compañías eléctricas están inmersas en la actualidad en este proceso de cambio, que ha de concluir antes del 31 de diciembre del 2018, según el Plan de Sustitución de Equipos de Medida. Esta nueva tecnología podría modificar los hábitos de consumo energético puesto que el consumidor tendrá información permanentemente actualizada acerca de su curva de consumo, lo que le permitirá planificar el gasto de energía en función de los precios de la misma a lo largo del día. No obstante, en el art. 13 del Real Decreto 216/2014, que desarrolla la metodología de cálculo de los precios minoristas, se obliga a las comercializadoras de referencia⁶² a realizar una oferta a precio fijo anual como alternativa al PVPC, para aquellos consumidores que primen la

⁶² Los comercializadores de referencia (equiparables a los anteriores comercializadores de último recurso) suministran tanto a consumidores a PVPC como a consumidores vulnerables.

seguridad de conocer un precio estable frente a la volatilidad del mismo en función del mercado.

Tampoco está exenta de controversia la regulación del autoconsumo de energía eléctrica que introduce la nueva Ley. La normativa define el autoconsumo⁶³, contempla tres modalidades específicas y establece la obligación para cualquier modalidad de autoconsumo que se conecte total o parcialmente al sistema eléctrico de abonar los peajes de acceso a la red, los cargos asociados a los costes del sistema y los costes para la provisión de servicio de respaldo del sistema. De esta forma, a muchos usuarios que en su momento apostaron por soluciones de autoconsumo fotovoltaico en el ámbito doméstico para rebajar el coste en la factura de la luz, a partir de ahora les resultará menos rentable. En este sentido se manifiesta la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), al denunciar que la propuesta del Real Decreto para el autoconsumo de electricidad, lejos de plantear un marco regulatorio que favorezca esta práctica, propone unas condiciones que impedirán su desarrollo: «será más caro el autoconsumo que el suministro habitual»⁶⁴.

Otro de los temas polémicos a raíz de la entrada en vigor de la nueva legislación está relacionado con las energías renovables⁶⁵. La normativa señala que el régimen retributivo de estas tecnologías, cogeneración y residuos —integrantes del extinto régimen especial—, se basará en «*la necesaria participación en el mercado de estas instalaciones, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que les permita competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado*» (art. 30.1.I). Por tanto, el primer cambio, tal y como señala Mendoza⁶⁶, es de carácter terminológico, ya que dejan de existir las productoras de régimen ordinario y de régimen especial. Desde este momento, se aplicará una regulación unificada para todos los agentes productores de energía eléctrica, aunque se introducen ciertas consideraciones específicas⁶⁷. Durante los últimos años se ha producido

⁶³ La Ley 54/2014, en su art. 9 define el autoconsumo como «*el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor*».

⁶⁴ <http://unef.es/2013/07/el-ministerio-de-industria-impide-el-autoconsumo-de-electricidad/> (septiembre 2014)

⁶⁵ Hay que tener en cuenta que las energías renovables tienen especial relevancia en la consecución de los objetivos comunitarios e internacionales en relación con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la seguridad del abastecimiento energético, y el desarrollo tecnológico y de innovación.

⁶⁶ A.I. MENDOZA LOSANA, «Adiós al régimen especial de retribución de instalaciones de producción a partir de tecnologías renovables, cogeneración y residuos en la nueva ley 24/2013, del sector eléctrico», *Noticias de Interés*, Gomez-Acebo&Pombo.

<http://www.gomezacebo-pombo.com/media/k2/attachments/adios-al-regimen-especial-de-retribucion-de-instalaciones-deproduccion-a-partir-de-tecnologias-renovables-cogeneracion-y-residuos-en-la-nueva-ley-24-2013-del-sector-electrico.pdf> (septiembre 2014).

⁶⁷ El art. 14.7 dispone de la Ley 24/2013 establece que «*excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de*

un crecimiento de este tipo de instalaciones, muy por encima de las previsiones realizadas por parte del regulador del sector. En parte, dicho crecimiento ha sido consecuencia de los sucesivos marcos normativos que han tratado de apoyar con incentivos económicos a estas unidades de producción por tratarse de tecnologías incipientes que asumían elevados costes tecnológicos y por generar energías «limpias» con mayores garantías medioambientales. Este apoyo normativo comenzó a partir de la Ley 54/1997 y ha continuado mediante reglamentación complementaria durante 10 años.

Como resultado, se produjo un exceso en el dimensionamiento de este tipo de tecnologías con el consecuente desequilibrio en la configuración del sector. Además, se constata que, con el paso de los años, el grado de madurez tecnológica ha permitido reducir los costes de inversión en dichas instalaciones, por lo que el regulador considera que ya no son necesarios sistemas de apoyo para garantizar su viabilidad económica. Ambas razones motivan la sucesiva aprobación de normativa, a partir del año 2008, que ha ido reduciendo progresivamente la aplicación de un régimen económico primado para este tipo de instalaciones. Con la nueva norma básica, y tal y como se reconoce en el Real Decreto 413/2014, que regula la actividad de este tipo de instalaciones, se «*va un paso más allá en el proceso de convergencia de estas tecnologías con las tecnologías convencionales, homogeneizando su tratamiento*». Estos cambios regulatorios han introducido gran incertidumbre entre las unidades de generación de energías renovables y algunos analistas consideran que el recorte de las ayudas podría suponer el cierre para muchas empresas o su salida del mercado español, con la consecuente pérdida de empleos. De hecho, la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), según nota de prensa de 31 de julio de 2014⁶⁸, presentó ante el Tribunal Supremo dos recursos contencioso-administrativos contra el Real Decreto 413/2014 y la Orden IET/1045/2014, que establecen respectivamente el nuevo sistema de incentivos para las energías renovables y los nuevos parámetros retributivos. En dichos recursos denuncian, entre otras cuestiones, que la nueva normativa ha alterado «de forma súbita y unilateral el marco retributivo» que ha estado vigente hasta el momento.

En definitiva, la normativa sectorial, con mayor o menor éxito, trata de diseñar un escenario de actuación estable que genere confianza a los diferentes agentes que intervienen en el sistema. Sin embargo, siguen persistiendo muchos de los problemas que se venían arrastrando desde que se inició el proceso de liberalización del mercado eléctrico español, y que están relacionados fundamentalmente con los mecanismos de fijación de precios, el control del poder de mercado por parte de las grandes compañías del sector, la

alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otra normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior».

⁶⁸ http://www.appa.es/descargas/APPA_RECUIROS_SUPREMO_vf.pdf(septiembre 2014).

definición de «rentabilidad razonable» para las instalaciones eléctricas y de «sostenibilidad financiera del sistema», que condiciona la cuantificación del déficit de tarifa, entre otros. En relación con el déficit como problema estructural del sistema, parece que en principio su eliminación solo se lograría a través de dos soluciones contrapuestas o una combinación de ambas: reduciendo los derechos reconocidos a las eléctricas o incrementando los ingresos. Tal y como está planteado en la nueva legislación, la mayor parte del déficit tarifario la seguirán soportando los usuarios presentes o futuros.

Figura 11: Cuadro comparativo de la normativa básica del Sector Eléctrico Español desde 1987

	Marco Legal Estable, RD 1538/1987 (1987-1997)	Ley del Sector Eléctrico, Ley 54/1997 (1997-2013)	Ley del Sector Eléctrico, Ley 24/2013 (2013-...)
Regulación del funcionamiento del sistema	El Estado regula el sector a través de Planes Energéticos. Todas las actividades están reguladas y son retribuidas bajo el principio de reconocimiento de costes.	Se sustituye la idea de planificación por la de competencia como mecanismo de regulación. <ul style="list-style-type: none"> • Generación, comercialización y servicios de recarga energética: actividades en libre competencia y retribuidas por mecanismos de mercado. • Transporte, distribución y operación del sistema: actividades reguladas (monopolio natural) y retribuidas bajo el principio de reconocimiento de costes. 	Se mantiene la competencia como mecanismo de regulación en las actividades de generación, comercialización y servicios de recarga energética. Las actividades de transporte, distribución y operación del sistema también mantienen el carácter de actividades reguladas.
Mecanismo de fijación de Precios	Tarifa Integral fijada por el Estado, única para todo tipo de usuarios, domésticos e industriales.	Convivencia de varias tarifas con composición dual: componente regulada y componente de mercado <ul style="list-style-type: none"> • Contrato libre • Tarifa Integral (1998-2009) • Tarifa Último Recurso (2007-2013) • Bono social para consumidores vulnerables 	Convivencia de varias tarifas con composición dual: componente regulada y componente de mercado. <ul style="list-style-type: none"> • Precio Voluntario del Pequeño Consumidor • Precio fijo anual (para el pequeño consumidor) • Tarifa de Último Recurso para consumidores vulnerables y consumidores que no pueden acogerse al PVPC • Bono social para consumidores vulnerables
Control del poder de mercado	No existe mercado de libre competencia. Integración vertical de las empresas eléctricas. El Estado es responsable de la planificación y retribución del sector bajo el principio de reconocimiento de costes estándares.	Puesta en funcionamiento del mercado eléctrico para las actividades de generación y comercialización: <ul style="list-style-type: none"> • Mercado mayorista: intervienen generadores, distribuidores y comercializadores. El mismo grupo empresarial puede ser productor y comprador de energía (elevado poder de mercado) • Mercado minorista: intervienen comercializadoras y consumidores • Subastas CESUR: como mecanismo de intermediación entre ambos mercados 	Mercado organizado para las actividades de generación y comercialización. Desaparecen las subastas CESUR que desvirtuaban los precios de mercado. Búsqueda de mayor transparencia en el funcionamiento del mercado a través de la incorporación de tecnología digital en los contadores de consumo energético.
Déficit tarifario	No existe déficit tarifario reconocido por el Estado	Con el inicio del proceso de liberalización, la tarifa eléctrica no cubre los costes reconocidos y regulados del suministro eléctrico. El déficit tarifario aparece en el año 2000 y comienza a ser estructural a partir de 2005. Su crecimiento a lo largo del tiempo llega a poner en riesgo la estabilidad financiera del sistema.	Se fijan criterios para determinar los límites de reconocimiento del déficit, con el objetivo de moderar su crecimiento. Todavía no existen datos suficientes para comprobar la evolución del déficit tarifario con esta nueva norma.

Fuente: Elaboración propia.

V. REFLEXIONES FINALES

En definitiva, atendiendo a su carácter de SIEG y a su vinculación con los derechos fundamentales, aunque son muchos los avances realizados en los procesos de liberalización de sectores que prestan SIEG, existen ciertos aspectos críticos que se han de vigilar con la finalidad de garantizar la confianza en el funcionamiento del modelo. En concreto, y tal y como señala Borrel⁶⁹, son fundamentales los siguientes: promoción y defensa de la competencia, establecimiento y supervisión de las regulaciones del sector liberalizado, y protección de los consumidores. En el mercado eléctrico, la posibilidad de garantizar estos aspectos es enormemente compleja:

- Una adecuada promoción de la competencia exige delimitar claramente entre las actividades en las que la competencia es apropiada y en las que no, por tener estas últimas asociadas infraestructuras que se deben compartir y elementos tecnológicos comunes, como sucede, por ejemplo, con la red de distribución de la electricidad. El objetivo es evitar el acceso privilegiado a estas infraestructuras y a elementos comunes. Sin embargo, el acceso a dichas instalaciones ha estado condicionado y lo sigue estando por las disposiciones legales que introducen cierta discriminación positiva en función del tipo de energía que accede al sistema con la consecuente falta de certezas por parte de los agentes que operan en el sistema.
- La defensa de la competencia trata de evitar las conductas restrictivas de la misma en las actividades en las que la competencia sea posible. De la misma forma, se han de impedir los acuerdos entre prestadores de los servicios y las concentraciones empresariales que limiten o reduzcan la competencia efectiva en el mercado. Así mismo, se tiene que garantizar que las ayudas públicas no sean un obstáculo para la libre competencia. El funcionamiento del mercado eléctrico, tal y como está actualmente diseñado, introduce una alta concentración de poder de mercado en manos de las grandes compañías del sector que desvirtúa el libre juego del mercado, tanto desde el lado de la oferta, como de la demanda. En teoría, no es posible que una misma empresa ejerza simultáneamente las actividades de generación y distribución, pero, en la realidad, empresas diferentes pertenecientes a un mismo grupo empresarial pueden desempeñar por separado tales actividades. Además, los acuerdos entre empresas del sector eléctrico y alianzas con empresas de otros sectores desincentivan la entrada de potenciales competidores.

⁶⁹ J.R. BORREL, «El elusivo reto de la mejora de la prestación de los servicios esenciales». *La prestación privada de servicios de interés general y buenas prácticas corporativas*. Síndicde Greuges de Catalunya, 2014. p. 19. Disponible en: <http://www.sindic.cat/site/unitFiles/3606/La%20prestacion%20privada%20de%20servicios%20de%20interes%20general%20def.pdf> (julio 2014).



- El establecimiento y supervisión de las regulaciones del sector liberalizado exigen que los poderes públicos emitan y supervisen la correspondiente normativa que vele por: a) el acceso equitativo a los activos comunes del sector; b) la viabilidad financiera de sus actividades; y c) que los usuarios reciban el servicio a precios no abusivos y con una calidad razonable. Las leyes que han regulado el sector y las disposiciones adicionales han tratado siempre de lograr, con mayor o menor éxito, estos tres objetivos esenciales. Sin embargo, el debate acerca de la idoneidad de las medidas adoptadas sigue abierto. En la práctica, el proceso de liberalización no se ha completado en ninguno de los dos mercados eléctricos, mayorista y minorista. El primero sigue profundamente intervenido, con una competencia sólo aparente, con una regulación cuestionable en las distintas modalidades de mercado mayorista: mercado diario, intradiario, mercados de servicios del sistema, subastas CESUR (actualmente eliminadas), contratación bilateral, mercado de capacidad, participación de la generación renovable primada en el mercado mayorista, etc. En cuanto al mercado minorista, el proceso de liberalización no ha conducido a una libertad real de elección por parte del consumidor, puesto que la inmensa mayoría de los consumidores están acogidos a la, hasta ahora, tarifa de último recurso, o al actual precio voluntario.
- Por último, es fundamental evitar una presión comercial abusiva sobre los consumidores y usuarios, favorecer y establecer los niveles de exigencia para que la información antes de la contratación sea clara y pertinente, y fijar mecanismos de defensa del consumidor que eliminen imprevistos después de la contratación. El acceso a la información en el sector de la electricidad es primordial, tanto para los consumidores como para el resto de los agentes que intervienen en el mercado. Sin embargo, una de las mayores críticas que recibe el sector eléctrico y las compañías que operan en este mercado está relacionada precisamente con la opacidad en la información. Aunque, en los últimos años, las compañías eléctricas han aumentado la cantidad de información que suministran a los diferentes usuarios y al propio Estado, sigue existiendo una creencia generalizada de que la información que publican es limitada, compleja y poco transparente. La falta de calidad en la información se traduce en posibles tratamientos discriminatorios (también condicionada en la actualidad, por ejemplo, por el tipo de equipo de medición del consumo que tenga instalado el consumidor); contratos tarifarios derivados de cierta manipulación unilateral, al menos eventualmente, por parte de las comercializadoras; ciertas prácticas abusivas derivadas de la concentración del poder de mercado en un pequeño número de grandes compañías; posibles contratos adoptados por los consumidores con precios cerrados sin que éstos sean plenamente conscientes de sus alternativas; etc (...).

Es demasiado pronto para llegar a conclusiones acerca de los efectos de las nuevas medidas adoptadas a partir de la Ley 24/2013, pero es evidente que en los últimos años ha habido un exceso de normativa que ha introducido numerosos cambios en las reglas de funcionamiento del mercado eléctrico, con la consecuente inquietud y falta de certezas para los distintos agentes que conforman el Sistema Eléctrico Español, tanto desde el lado de la oferta como desde el lado de la demanda. Esta percepción de inseguridad jurídica en el sector de la energía condiciona en gran medida las decisiones de potenciales inversores en la generación de energía, que no llegan a confiar en España como un destino atractivo para la inversión. Igualmente es necesaria la seguridad en cuanto a los consumidores y, en especial, a los consumidores industriales que representan la mayor parte del consumo de electricidad y tienen un peso decisivo en la inversión, el empleo y las exportaciones. Desde todos los ámbitos, se reclaman reformas estructurales en el sector, con objetivos definidos, transparencia y coherencia en las disposiciones adicionales y, sobre todo, estabilidad a medio y largo plazo.

TITLE

ELECTRICITY MARKET IN SPAIN: COHABITATION BETWEEN A NATURAL MONOPOLY AND FREE MARKET

SUMMARY

I. INTRODUCTION. II. ELECTRICITY SECTOR IN SPAIN: ORIGIN, EVOLUTION AND MARKET FUNCTIONING. 1. Stages in the evolution of Spanish Electricity Sector. 2. Functioning of Spanish market after the liberalization process. III. RULE REVIEW IN THE CRISIS PERIOD: PRICING DEFICIT AND ECONOMIC AND FINANCIAL SUSTAINABILITY OF THE SECTOR. IV. LAW 24/2013: NEW LEGAL FRAME FOR THE ELECTRICITY SECTOR. V. FINAL REFLECTIONS.

KEY WORDS

Electricity sector; Pricing deficit; Economic and financial sustainability.

ABSTRACT

In the last few years, the Spanish electricity sector has undergone important modifications with regards to its regulation and functioning, promoted by the European Union, and accelerated by the economic crisis in 2008, with the aim of guaranteeing its financial sustainability. The purpose of this paper is to show an overview of the evolution in this sector from the beginning of the electrification process to nowadays, making special emphasis on the reforms carried out during the current crisis period that, finally, gave rise to the passing of the new Electricity sector Law.

Fecha de recepción: 23/02/2015

Fecha de aceptación: 16/04/2015