

ESTUDIOS
DE LA FUNDACIÓN

SERIE **ECONOMÍA Y SOCIEDAD**

EL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD: REFORMAS RECIENTES

Aitor Ciarreta
María Paz Espinosa
Aitor Zurimendi



ESTUDIOS
DE LA FUNDACIÓN

SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD

ESTUDIOS
DE LA FUNDACIÓN

SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD

EL MERCADO ESPAÑOL DE ELECTRICIDAD: REFORMAS RECIENTES

Aitor Ciarreta
María Paz Espinosa
Aitor Zurimendi

 funcas

FUNCAS

PATRONATO

ISIDRO FAINÉ CASAS
JOSÉ MARÍA MÉNDEZ ÁLVAREZ-CEDRÓN
FERNANDO CONLLEDO LANTERO
MIGUEL ÁNGEL ESCOTET ÁLVAREZ
AMADO FRANCO LAHOZ
MANUEL MENÉNDEZ MENÉNDEZ
PEDRO ANTONIO MERINO GARCÍA
ANTONIO PULIDO GUTIÉRREZ
VICTORIO VALLE SÁNCHEZ
GREGORIO VILLALABEITIA GALARRAGA

DIRECTOR GENERAL

CARLOS OCAÑA PÉREZ DE TUDELA

Impreso en España
Edita: Funcas
Caballero de Gracia, 28, 28013 - Madrid
© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

ISBN: 978-84-15722-51-9
ISBN: 978-84-15722-52-6
Depósito legal: M-35198-2016
Maquetación: Funcas
Imprime: Cecabank



RESUMEN

En este trabajo se presenta una descripción y evaluación de la regulación del sector eléctrico introducida más recientemente y de su funcionamiento. En especial, nos centramos en (1) la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), (2) el nuevo sistema de tarificación eléctrica tras el Real Decreto 216/2014 que fija el método de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, (3) el papel de las energías renovables tras el Real Decreto 413/2014 y (4) la nueva regulación del autoconsumo establecida por el Real Decreto 900/2015. Esta nueva regulación ha supuesto cambios de gran calado en el funcionamiento del mercado, que hay que analizar además en el contexto del progresivo acoplamiento de mercados eléctricos a nivel europeo como paso previo a la creación del mercado único de electricidad. En este trabajo señalamos algunas de las implicaciones de esta regulación para el futuro del mercado.

Las características del mercado eléctrico, donde conviven actividades como la distribución y el transporte, que son monopolios naturales, con otras actividades donde puede haber competencia como la generación y la comercialización, obligan a una regulación específica, establecida en la Ley 24/2013, donde se fija la separación efectiva de actividades reguladas y no reguladas y entre las reguladas entre sí, como prescribe la regulación comunitaria. En el caso del operador del sistema, en España se ha optado por una separación estructural que impide a empresas del sector eléctrico tener una participación significativa en el accionariado del gestor de la red de transporte. Por el contrario, en el caso de los operadores de las redes de distribución se ha optado por remedios de comportamiento que obligan a medidas de supervisión con un elevado coste.

La regulación introducida en 2013 y 2014 de modificación del sistema de incentivos a las energías renovables ha sido muy efectiva en la eliminación del déficit tarifario. El cambio de sistema ha supuesto una reducción de las subvenciones pero además una disminución de la producción de este tipo de energías.

La nueva tarificación al consumidor introducida en el Real Decreto 216/2014 y el desarrollo de la instalación de contadores inteligentes han abierto la puerta a nuevos instrumentos en la competencia entre comercializadores, que se ve afectada por la presencia en este mercado de empresas pertenecientes a los grandes grupos verticalmente integrados.

Una regulación reciente que ha recibido mucha atención es la del autoconsumo. En el Real Decreto 900/2015 se estipula cómo deben contribuir las instala-

ciones de autoconsumo a las cargas del sistema, lo que ha generado debate por estimarse una contribución excesiva teniendo en cuenta que la producción de electricidad que se vierte a la red no da lugar a ninguna remuneración. Esta regulación puede mejorarse permitiendo al pequeño consumidor obtener una compensación por la energía que produce y vierte a la red.

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

En su conjunto, la regulación reciente ha resuelto algunos problemas en el funcionamiento del mercado, en particular el déficit tarifario y la fijación de precios al consumidor, pero ha introducido algunos elementos controvertidos, por ejemplo la normativa de autoconsumo que es claramente mejorable.

RESUMEN	7
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	13
CAPÍTULO 2. EL MERCADO INTEGRADO EUROPEO DE LA ELECTRICIDAD	21
CAPÍTULO 3. DÉFICIT DE TARIFA. LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE, DEL SECTOR ELÉCTRICO	27
CAPÍTULO 4. PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES. REAL DECRETO 413/2014	33
CAPÍTULO 5. NUEVA TARIFICACIÓN ELÉCTRICA Y COMPETENCIA ENTRE COMERCIALIZADORES. REAL DECRETO 216/2014	41
5.1. EL PRECIO VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR	43
5.2. COMPETENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ELECTRICIDAD	45
CAPÍTULO 6. REGULACIÓN DEL AUTOCONSUMO. REAL DECRETO 900/2015	49
CAPÍTULO 7. SEPARACIÓN DE LAS ACTIVIDADES VERTICALMENTE INTEGRADAS	55
7.1. SEPARACIÓN EFECTIVA DE LOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN (DSOs)	58
7.2. SEPARACIÓN EFECTIVA DEL OPERADOR DEL SISTEMA (TSO)	61
7.3. SEPARACIÓN EFECTIVA DEL OPERADOR DEL MERCADO	64
CAPÍTULO 8. VALORACIÓN DEL NUEVO MARCO REGULATORIO Y RETOS DE FUTURO	67
REFERENCIAS	73



1

INTRODUCCIÓN

La nueva regulación del sector eléctrico en España, que parte de la Ley 24/2013, tenía cinco objetivos fundamentales: (1) garantizar el suministro con los niveles necesarios de calidad, (2) la consecución en el mercado de una competencia efectiva que permita el suministro al mínimo coste para el consumidor, (3) la protección del consumidor más débil, (4) el aseguramiento de la sostenibilidad financiera del sistema y (5) la protección del medio ambiente. En este estudio se pretende valorar en qué medida la regulación vigente es adecuada para la consecución eficiente de los anteriores objetivos.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico que deroga la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, fue concebida en respuesta a la necesidad de adaptar el marco legislativo a los desarrollos que había experimentado el sector eléctrico desde los comienzos de la liberalización. Con esta Ley se implementa un nuevo régimen de ingresos y gastos del sistema eléctrico que busca corregir los desequilibrios financieros existentes (el denominado *déficit de tarifa*) y adaptar el marco legal a la nueva estructura de mercado existente. Por el lado de la oferta el mercado español se caracteriza por una concentración decreciente, integración vertical, fuerte penetración de las energías renovables, exceso de capacidad instalada y margen para el desarrollo del autoconsumo. Si bien es cierto que la concentración de la generación ha ido decreciendo de manera sostenida a lo largo del tiempo, en 2015 la suma de las cuotas de mercado de los cinco mayores generadores seguía siendo superior al 50% con un índice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) próximo a 1.000¹. Por el lado de la demanda los cambios más notables han sido la creciente implantación de contadores inteligentes que permiten tarificar por horas y en consecuencia determinar la sensibilidad de los consumidores al precio, lo que a su vez introduce nuevos elementos en la competencia entre comercializadores y puede cambiar las características de la demanda en el mercado diario.

El fuerte incremento del déficit de tarifa y la consiguiente deuda acumulada (cercana al 3% del PIB), obligaron a la adopción de medidas para reducirlo. En particular, se optó por recortes severos en las primas que cobraban las diferentes energías renovables y acercar la rentabilidad de las mismas a lo que se consideraba un “rendimiento normal”. El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se

¹ El índice de *Herfindahl-Hirschmann* se define como la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de todas las empresas operando en el mercado. Es una medida estándar, habitualmente empleada por la Comisión Europea o el *Department of Justice* de los Estados Unidos. Valores del índice por encima de 2.500 se asocian a niveles altos de concentración, mientras que valores por debajo de 1.500 corresponden a mercados poco concentrados.

regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, legisla en este sentido. El objetivo se puede considerar alcanzado puesto que a partir de 2014 no se ha producido déficit. No obstante, la reducción del déficit no es el único objetivo a alcanzar y como efecto colateral de las nuevas medidas se ha reducido perceptiblemente la producción de electricidad de fuentes renovables. Además, los objetivos de emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente tras la última cumbre de París, obligan a España a realizar una serie de ajustes en su *mix* de generación eléctrica que aún deben ser concretados. En este sentido, España ha recibido críticas de parte de sus socios en la UE por el nuevo Real Decreto 900/2015 que regula el autoconsumo y popularmente conocido como *impuesto al sol*.

La liberalización del mercado eléctrico en Europa ha sido auspiciada por distintas directivas comunitarias² y se ha llevado a cabo de manera progresiva. En sus inicios el proceso implicó la privatización del sector, seguida de la separación funcional de actividades verticalmente integradas y de las actividades del operador del sistema y del operador del mercado. El proceso se ha visto después reforzado por la creación de órganos reguladores independientes de los gobiernos y más recientemente por una regulación que sienta las bases de la integración de los mercados eléctricos europeos. La normativa europea ha ofrecido a los Estados miembros varias opciones para cumplir con el objetivo de liberalización, lo que unido a las distintas características naturales o elementos objetivos del mercado en cada país, han hecho que los resultados de dicha liberalización hayan sido desiguales.

Este proceso liberalizador no ha consistido como en otros mercados, en una mera eliminación progresiva de la regulación existente. Aunque la idea es someter al libre mercado las actividades relacionadas con el sector eléctrico cuyas circunstancias de mercado sean idóneas para ello, el hecho de que la electricidad sea un servicio de interés general, cuya producción no se puede almacenar salvo a escala muy pequeña, con una curva de demanda relativamente inelástica y de que concurren barreras de entrada naturales, entre otros, hace que requiera ser un mercado regulado.

Dentro del sector eléctrico existen diferentes mercados con características muy dispares y distintas necesidades de regulación: el de la producción, el transporte, la distribución y la comercialización. Las actividades de transporte y distribución de energía son monopolios naturales, lo que debe ser tenido en cuenta al regular el mercado. Efectivamente, para el transporte de la energía se requiere de una infraestructura compleja, costosa y de considerable impacto ambiental, puesto que está constituida por redes, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV (red primaria), o a 220 kV (red secundaria). Además de ser ambientalmente insostenible la existencia de más de una red de transporte (una

² Véase la Directiva 1996/92/CE, de 19 de diciembre de 1996, donde se inicia el proceso liberalizador con el establecimiento de normas comunes en el mercado de electricidad. La Directiva 2009/72/CE avanza en el proceso estableciendo la separación plena entre titularidad de las redes de transporte y generación.

por compañía), sería económicamente inviable e ineficiente. Esto le otorga características de monopolio natural y debe asegurarse que el gestor de la red de transporte invierta lo suficiente en su mantenimiento y expansión de forma que asegure el suministro y la optimización del servicio, garantizando a la vez un acceso igualitario y no discriminatorio a la red de todas las compañías interesadas.

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

Por otra parte, en las actividades de producción o generación de energía y en las de su comercialización, no existen condiciones de mercado objetivas o naturales que impliquen la necesidad de un monopolio, por lo que la comercialización y la generación se denominan actividades no reguladas, frente a las anteriores de transporte y distribución que se califican de reguladas. En puridad, todas la actividades son reguladas, porque incluso en la producción y comercialización, al tratarse de mercados en los que está implicado un bien de primera necesidad que además presenta unas condiciones técnicas complejas y por tanto exigencias de seguridad notables, se requiere una previa autorización administrativa. Ahora bien, la Directiva 2009/72/CE exige que los requisitos exigidos para la autorización no vayan más allá de los necesarios para garantizar esa seguridad y suministro efectivo y no se añadan otros innecesarios que limiten el acceso al mercado de nuevos oferentes. Se preocupa asimismo la Directiva de que el procedimiento de autorización no sea largo o exija mayores requisitos de los imprescindibles, puesto que en algunos países se han utilizado estas tácticas como maniobras dilatorias u obstaculizadoras de entrada de nuevas empresas a estas actividades de producción o comercialización, de acceso libre aunque sometidas a autorización.

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

Teniendo en cuenta las características de cada una de estas actividades, la normativa comunitaria exige además la existencia de un gestor independiente de la red

de transporte, que se denomina operador del sistema o TSO (art. 30 LSE), en nuestro caso Red Eléctrica Española (REE), que además será el único transportista que actuará en la red salvo que excepcionalmente el Ministerio competente autorice a que determinadas instalaciones de transporte secundario sean explotadas por el distribuidor de zona que se determine (art. 34 LSE). Las funciones de los gestores de las redes de distribución y de transporte son precisamente velar por su adecuado funcionamiento de forma que sean capaces de satisfacer la demanda de cada momento y que se invierta en su mejora para que sea técnicamente posible dar acceso a ellas y por tanto al mercado eléctrico a más competidores en condiciones de igualdad. Para ello parece una condición imprescindible que los gestores tomen sus decisiones de forma independiente y no tengan interés común con ninguna de las empresas productoras o distribuidoras. Si así fuera, existiría un riesgo evidente de obstaculizar la actuación y acceso al mercado del resto de empresas con las que no tienen ese interés, por lo que no competirían con la misma información ni por tanto en condiciones de igualdad y se perjudicaría la competencia en este mercado³. También se verían limitados los incentivos de un gestor de la red de transporte que estuviera verticalmente integrado a mejorar y realizar nuevas inversiones en la red, dado que ello supondría posibilitar la entrada de nuevas empresas a la red competidoras con respecto a aquellas con las que el gestor tiene intereses comunes⁴.

Asimismo, la regulación que estructura el mercado se completa con la creación del denominado “operador del mercado”, en nuestro caso el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE), que asume “la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario... respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia” (art. 29 LSE). Tal independencia resulta esencial si tenemos en cuenta que organizará el mercado de compraventa de energía entre productores, distribuidores y comercializadores, garantizando que se satisfaga la demanda efectiva en cada momento. Dicha independencia presupone una ausencia de interés o relación con los oferentes o demandantes en el mercado (productores, distribuidores o comercializadores). De lo contrario, podrían producirse asimetrías en la información disponible para los intervinientes en el mercado, lo que podría adulterar el libre juego de oferta y demanda en las subastas de los mercados diario e intradiarios de energía. En cualquier caso, para el adecuado funcionamiento del mismo, parece necesario garantizar por un lado un número suficiente de oferentes (empresas productoras) y demandantes (empresas distribuidoras y comercializadoras, además de consumidores directos), que realmente tengan un interés económico distinto, esto es, no formen parte del mismo grupo de empresas⁵.

³ Véanse, a título de ejemplo, las Resoluciones de la Comisión Nacional de Competencia (CNC) 24-2-2012 y 11-6-2012, en las que se documenta que los dos principales grupos de empresas verticalmente integradas utilizan información derivada de su carácter de distribuidoras para reducir el mercado potencial de sus competidoras comercializadoras.

⁴ “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad”, Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo 10-1-2007; y “Una política energética para Europa”, *Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento europeo*, 10-1-2007. De “separación efectiva” de actividades habla el Considerando 9 de la vigente Directiva 2009/72/CE.

⁵ Recuérdese a este respecto lo sucedido en diciembre de 2013 cuando la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) anuló la vigésima subasta CESUR.

En resumen, dadas las circunstancias de mercado existentes, especialmente la necesidad de monopolio en las actividades de transporte y distribución, la estructura de mercado ideal o más competitiva entre las posibles parte de una limitación a la integración vertical o posibilidad de realizar tales actividades reguladas junto a las de producción y comercialización (“libres”). Es por ello que la Directiva Europea de Electricidad ordena la separación legal de los operadores del sistema (TSOs) de las demás actividades, y lo mismo para los operadores de las redes de distribución (DSOs). Las redes de transporte y las de distribución no pueden estar controladas por una o varias empresas que intervengan en las demás actividades⁶. La razón es que la no separación extendería los efectos distorsionadores del monopolio natural al resto de actividades en las que puede existir competencia⁷, por lo que se regula la separación efectiva de actividades reguladas y no reguladas, así como de las reguladas entre sí⁸.

En las siguientes secciones se detalla la regulación más reciente y algunas de sus implicaciones para el funcionamiento del sector.

⁶ Véanse por ejemplo las Resoluciones CNC 8-11-2011, 20-9-2011 y 21-2-2012.

⁷ Sobre los efectos económicos de la integración vertical, véase Zurimendi (2006: 67-103), con ulteriores referencias. Más brevemente, López Milla (129-130).

⁸ Así lo pretende la Unión Europea, “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad”, Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo 10-1-2007; y “Una política energética para Europa”, *Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo*, 10-1-2007. De “separación efectiva” habla el Considerando 9 de la vigente Directiva 2009/72/CE.



2

EL MERCADO INTEGRADO EUROPEO DE LA ELECTRICIDAD

La regulación y la infraestructura necesarias para el funcionamiento del mercado eléctrico se han diseñado y ejecutado a nivel nacional, por lo que en principio dentro de la Unión Europea (UE) podrían existir multitud de mercados eléctricos diferentes. Sin embargo, la Comisión Europea ya observó la necesidad de avanzar en la integración comunitaria del mercado eléctrico puesto que con un mercado único se garantiza un abastecimiento de electricidad más seguro, eficiente, sostenible y competitivo. La Comisión Europea ha ido adoptando distintas medidas para avanzar en la consecución de la integración del mercado. Así por ejemplo, en el Reglamento 713/2009, de 13 de julio, se creó la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER). Por su parte, el artículo 6 de la Directiva 2009/72, promueve la cooperación regional⁹; sin embargo, no se establecían obligaciones concretas.

Más recientemente, en 2015 la Comisión Europea ha lanzado un nuevo paquete de medidas que permite avanzar de forma más sólida hacia un mercado integrado, aprobando su Comunicación “Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva”. En primer lugar, para avanzar hacia la unión europea de la electricidad es preciso que esta pueda circular en el ámbito europeo, lo que ya hace en buena parte del territorio pero subsisten zonas geográficas donde las interconexiones no permiten la libre circulación de la electricidad, como en el caso de las conexiones de España con el resto de Europa. En segundo lugar, y más allá de los impedimentos físicos para la libre circulación de la electricidad, es preciso dotar a los intercambios de una normativa y unas reglas de funcionamiento únicas que definan un mercado europeo para la electricidad. Las medidas de la Comisión Europea han supuesto avances en estas dos direcciones.

Por un lado, se ha comenzado ya a desarrollar un programa propio europeo de desarrollo de infraestructuras energéticas de interés común (PIC) que tiene como

⁹ En concreto, dice: “los Estados miembros y también las autoridades reguladoras cooperarán entre sí con el fin de integrar sus mercados nacionales a uno o más niveles regionales, como primer paso hacia la creación de un mercado interior plenamente liberalizado. En particular, las autoridades reguladoras, cuando los Estados miembros así lo hayan dispuesto, o los Estados miembros promoverán y facilitarán la cooperación de los gestores de red de transporte en el nivel regional, inclusive en cuestiones transfronterizas, con objeto de crear un mercado interior de la electricidad competitivo, fomentarán la concordancia de sus marcos legales, reglamentarios y técnicos, y facilitarán la integración de los sistemas aislados que forman las «islas» en materia de electricidad que persisten en la Comunidad”. Y más específicamente, para las redes de transporte, dispone: “los Estados miembros garantizarán, mediante la aplicación de la presente Directiva, que los gestores de red de transporte dispongan de uno o varios sistemas integrados a escala regional que abarquen dos o más Estados miembros para la asignación de capacidad y la verificación de la seguridad de la red”.

objetivo diseñar, ejecutar y mejorar instalaciones de transporte transfronterizo que garanticen la interconexión. El objetivo es que para el año 2020 al menos el 10% de la capacidad instalada de producción de electricidad esté interconectada y el 15% para 2030. El objetivo más a largo plazo, 2050, es la creación de una *supergrid* que permita el transporte de enormes volúmenes de electricidad a grandes distancias por todo el territorio europeo.

Para acometer el proyecto de unificación serán necesarias inversiones en infraestructuras de transporte. Para ello se ha creado ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), la red europea de operadores de sistemas eléctricos, que ha formado seis grupos regionales con el fin de identificar las necesidades de inversión en cada zona. En el caso de España, que forma parte del grupo regional del suroeste continental junto con Portugal y Francia, el cumplimiento de los objetivos llevará asociada inicialmente una inversión en dos nuevas líneas eléctricas de interconexión, desde Francia, a través de los Pirineos, y una submarina por el golfo de Vizcaya. La unión de la energía tendrá por tanto una implantación progresiva en la medida en que las inversiones necesarias son costosas y requerirán un periodo prolongado de tiempo.

Por otro lado, se han realizado avances en la unificación de las normas de mercado. Desde 2013 se viene llevando a cabo un proyecto de acoplamiento de mercados eléctricos denominado *Multi-Regional Coupling* (MRC) que permitirá aumentar la eficiencia en la asignación de la capacidad de intercambio entre los sistemas eléctricos participantes. Se trata de una colaboración entre los operadores del mercado APX, Belpex, EPEX SPOT, Nord Pool Spot y OMIE, y de los operadores del sistema (TSOs) 50Hertz, Amprion, CREOS, Elia, Energinet.dk, Fingrid, National Grid, REE, REN, RTE, Statnett, Svenska Kraftnät, TenneT TSO BV (Países Bajos), TenneT TSO GmbH (Alemania) y TransnetBW. Como resultado de este proyecto se establecerá el acoplamiento en precio de los mercados diarios mayoristas de electricidad. El MCR utiliza un único algoritmo para calcular simultáneamente los precios de los mercados *day-ahead* en Europa, las posiciones netas y los flujos en las interconexiones entre las distintas zonas de oferta, y los calcula mediante subastas implícitas a través de la solución *Price Coupling of Regions* (PCR).

El diseño de este algoritmo denominado EUPHEMIA (*European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*) ha sido desarrollado por siete mercados europeos (OMIE, APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot y OTE) y es una extensión del algoritmo utilizado desde 2010 en Bélgica, Francia, Alemania y Holanda. Está en funcionamiento desde mayo de 2014 y tiene como característica principal que optimiza los precios y los flujos de manera que se maximiza el bienestar social. Utilizando la información sobre la capacidad disponible en la red de transmisión europea, ejecuta los intercambios más beneficiosos entre países, asignando así la capacidad vía mercado. Cuando las interconexiones son suficientes para ejecutar todos los intercambios entre dos países, el precio en ambos países converge y los dos mercados funcionan en la práctica como si fuesen uno solo. Los precios en dos mercados solo pueden diferir si la capacidad de interconexión se encuentra saturada.

Por una parte, la interconexión y cooperación entre países reduce el riesgo de desabastecimiento permitiendo a unos países aprovechar los excedentes que pueda haber en determinados momentos, especialmente en lo que se refiere a energías renovables. Se usarían así de forma más eficaz las instalaciones de producción. Asimismo, la integración y el avance en los intercambios transfronterizos supondrán aumentar las posibilidades de elección de la persona consumidora, y por tanto una mayor competencia. Esta junto al mejor aprovechamiento de los recursos y las infraestructuras, derivarían en una bajada de los precios de la electricidad¹⁰. Téngase presente que aún en 2015 el precio de la electricidad en Europa era un 30% más caro que en USA.

Sin embargo, existen diferentes trabas para la consecución de tal mercado integrado. Por un lado, la “nacionalización” del sistema de autorizaciones para poder operar en el mercado eléctrico, que dificulta y encarece la interoperabilidad transfronteriza. Y lo mismo sucede con el sistema impositivo y la distribución diferente de los costes del sistema, que incrementa los costes de gestión por operar en varios países a la vez.

Por otra parte, se prevén las reformas legislativas necesarias para reforzar el papel y las competencias de los organismos de energía comunitarios, aunque estas aún no se han producido. La intención de la Comisión es reforzar significativamente los poderes y la independencia de la ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*), con el objetivo de que pueda vigilar y garantizar con eficacia el cumplimiento de la normativa del mercado interior de energía y las normas conexas, especialmente las de competencia, para eliminar las restricciones territoriales en los contratos de suministro y abordar las cuestiones relativas a la exclusión del mercado. Es recomendable que estas reformas legislativas se acometan lo antes posible, y que a la vez se vaya articulando un sistema más uniforme y ágil en torno a las cargas administrativas para operar en diferentes mercados nacionales y transfronterizos, así como en torno a los impuestos a pagar y a la distribución de costes de la red. Las sustanciales diferencias en estos aspectos entre los Estados miembros puede dificultar la interconexión efectiva.

¹⁰ “Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad”, Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo 10-1-2007; y “Una política energética para Europa”, *Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento Europeo*, 10-1-2007. Comunicación de la Comisión Europea de 25-2-2015 titulada *Estrategia Marco para la unión de la energía resiliente con una política climática prospectiva*.



3

**DÉFICIT DE TARIFA.
LEY 24/2013, DE 26 DE DICIEMBRE,
DEL SECTOR ELÉCTRICO**

Una de las cuestiones que ha influido en la regulación reciente del sector eléctrico es la sostenibilidad financiera del sistema, que pasa fundamentalmente por el control del déficit de tarifa y la financiación de la deuda acumulada. El déficit tarifario es el resultado de que los costes regulados reconocidos del sistema eléctrico español han sido superiores a los ingresos obtenidos. El déficit resultante es una deuda del sistema eléctrico con las empresas de generación que lo han financiado temporalmente. Su existencia ha supuesto una carga para el normal desarrollo de todos los segmentos de actividad en el sector eléctrico.

La deuda acumulada se traslada a futuras generaciones de consumidores a través del reconocimiento de derechos de cobro, y antes de 2013 incluso se permitía su cesión a terceros. El Real Decreto Ley 6/2010, de 9 de abril, creó el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE, <https://www.fade-fund.com/FADE-FUND/jsp/fondos/Fondos.tda#>) con el fin de financiar y amortizar el importe acumulado de la deuda del sistema público de liquidaciones con las compañías generadoras. Los tenedores del déficit cedieron el derecho de cobro al FADE que los transforma en valores de renta fija susceptibles de negociarse en los mercados de valores.

El déficit tarifario no es ajeno al hecho de que los incentivos a las energías renovables están incluidos en los costes del sistema¹¹. Con la implementación del Real Decreto 661/2007 se establecieron nuevos niveles de subsidios que supusieron un verdadero salto en la promoción de estas instalaciones y las de cogeneración (pasando de 24,8 GW de capacidad del Régimen Especial instalados en 2007 a 39,8 GW en 2013, CNE/CNMC, 2002-2013), lo que conllevó un fuerte incremento de producción eléctrica renovable (de 58,2 TWh vendidos en 2007 a 111,4 TWh en 2013, CNE/CNMC, 2002-2013), que se tradujo finalmente en un elevado gasto en incentivos. No obstante, el fuerte aumento de energías renovables en el mercado diario supuso también una reducción en el precio de casación (efecto de *merit order*), lo que redujo considerablemente los costes de adquisición de electricidad y por tanto los costes del sistema. Se ha calculado que hasta el año 2011 las primas a las renovables se “pagaron por sí mismas” en el sentido de que el gasto en incentivos fue compensado por el ahorro que supuso la bajada de los precios (véase Ciarreta, Espinosa y Pizarro-Irizar, 2014)¹².

¹¹ Aunque no hay que olvidar otros factores que han agravado el déficit, fundamentalmente la fuerte bajada de la demanda y la limitación de los ingresos de los distribuidores.

¹² El cálculo solo tiene en cuenta los costes del sistema que finalmente repercuten en el consumidor, pero también es cierto que la entrada de las energías renovables ha supuesto una reducción de ingresos para los generadores convencionales.

Uno de los objetivos esenciales de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico fue terminar con el déficit tarifario. La propia Exposición de Motivos reconoce que “un elemento determinante para acometer esta reforma ha sido la acumulación, durante la última década, de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico y que ha provocado la aparición de un déficit estructural. Las causas de este desequilibrio se encuentran en el crecimiento excesivo de determinadas partidas de costes por decisiones de política energética, sin que se garantizara su correlativo ingreso por parte del sistema. Todo ello agravado por la ausencia de crecimiento de la demanda eléctrica, fundamentalmente consecuencia de la crisis económica. Pese a que los peajes crecieron un ciento veintidós por ciento entre 2004 y 2012, situando el precio de la electricidad en nuestro país muy por encima de la media de la Unión Europea, eran insuficientes para cubrir los costes del sistema”. La nueva Ley pretende asegurar que el sistema sea financiado en primer lugar por los consumidores (peajes de acceso a las redes y otros cargos), mediante otros instrumentos financieros y excepcionalmente a cargo de los Presupuestos Generales del Estado. Se introducen mecanismos correctores para paliar el desajuste o déficit que se pueda generar, obligando a definir la financiación en cualquier cambio regulatorio que incremente los costes.

Con la aprobación de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, se redujo gran parte de la financiación pública dedicada al déficit, y se limitaron los desajustes por déficit de ingresos de un ejercicio al 2% de los ingresos estimados para dicho periodo, y la deuda acumulada por desajustes de años anteriores al 5% de los ingresos estimados para ese ejercicio. En este sentido, los desajustes que se produzcan (por debajo de los umbrales antes mencionados) entre costes e ingresos serán corregidos mediante revisiones automáticas de los peajes y cargos, y lo no compensado será financiado por todos los sujetos del sistema de liquidación, cada uno en proporción a sus derechos de cobro. El déficit futuro, por tanto, no quedará exclusivamente en manos de los cinco grandes operadores, como ocurría hasta 2013. Además, a partir de 2013 se canceló la posibilidad de cesión de tales derechos (por déficit de ingresos) al *Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico* (FADE).

En su liquidación definitiva de 2014 la CNMC cifraba en unos 550 millones de euros el superávit para 2014, rompiendo la tendencia de los años anteriores, y según determinados escenarios de ingresos y costes del sistema eléctrico, se prevé que puedan seguir generándose superávits a lo largo de ejercicios futuros¹³. No obstante, a fecha 31 de diciembre de 2015, la deuda del sistema eléctrico ascendía todavía a 25.056,5 M€, un 7,01% inferior al importe total a fecha 31 de diciembre de 2014 (26.946,3 M€), y durante el año 2015, el importe total en concepto de anua-

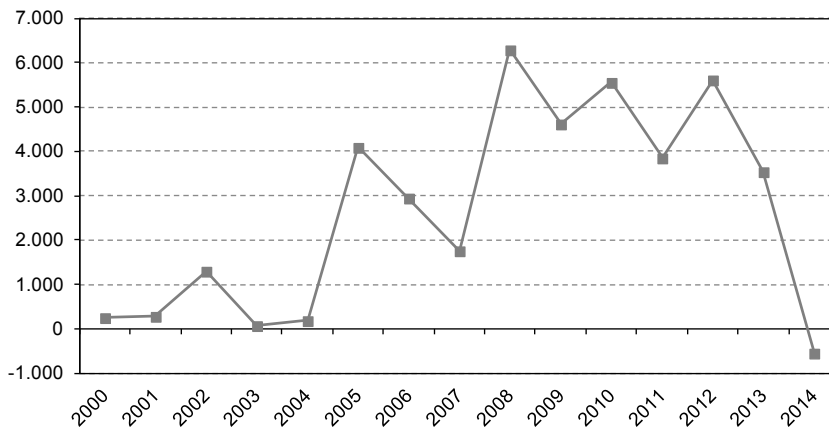
¹³ El apartado 4.4 del informe de la CNMC, de 15 de diciembre de 2015, sobre la propuesta de orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2016-2021 contiene las siguientes previsiones de superávit: 24,2 M€ en 2016; 154,3 M€ en 2017; 162,2 M€ en 2018; 159,9 M€ en 2019; 121,8 M€ en 2020; y 145,8 M€ en 2021. El informe sobre la liquidación provisional 1/2016 del sector eléctrico establece un déficit de 845,9 millones de euros, pero este resultado provisional está condicionado por el bajo grado de cobertura de los costes en las primeras liquidaciones y por lo tanto es muy poco probable que sea definitivo.

lidad de los derechos de cobro correspondientes a la deuda del sistema eléctrico ascendió a 2.887,7 M€; la anualidad estimada para el año 2016 con los datos disponibles a 31/12/2015 es de 2.871,9 M€.

El gráfico 3.1 resume la evolución del déficit tarifario desde 2000 hasta 2014. Es de destacar su persistencia y también el hecho de que en los últimos años alcanzaba niveles considerables.

Gráfico 3.1

DÉFICIT DE TARIFA CON LIQUIDACIONES DEFINITIVAS 2000-2014



Fuente: CNMC y elaboración propia.

Una de las consecuencias inmediatas de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, fue detener el crecimiento desbocado de la deuda asociada al déficit de tarifa. El superávit de la liquidación final del año 2014 evidencia en cierta medida este éxito de la reforma para atajar el déficit. El incremento de los ingresos y la reducción en los costes del sistema tras la reforma están detrás de este resultado. En relación a 2013, en 2014 se produjo un ligero descenso de la demanda (-0,2%), y ello a pesar del incremento en la actividad económica (+1,4%). Al mismo tiempo el precio medio del mercado diario bajó (-4,8%). Por lo tanto, la mejora ha provenido fundamentalmente del lado de los costes que se han abaratado considerablemente, en particular los pagos por capacidad y los pagos a las renovables. Como consecuencia de la reducción de primas, la variación 2014/2013 en la generación tanto eólica como cogeneración ha sido de -6,8% y -20,1%, respectivamente, lo cual ha permitido un ahorro considerable en incentivos.

En relación a 2014, en 2015 se ha producido un incremento de la demanda del 1,9% siguiendo la reactivación económica general (+2%). Al mismo tiempo, el tirón de la demanda ha elevado el precio medio del mercado diario (+19,4%). Por lo tanto,

se ha producido una evidente mejora en los ingresos del sistema eléctrico. La matriz de generación eléctrica muestra un fuerte crecimiento de la generación mediante carbón (+25%) junto con una caída en la generación eólica (-5%) y cogeneración (-12,62%), asociada a la reducción de primas, lo que ha supuesto una importante disminución del gasto en incentivos.

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

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



4

**PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.
REAL DECRETO 413/2014**

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, establecía el régimen regulatorio básico de la generación eléctrica por medio de fuentes renovables. En particular se otorgaba prioridad de acceso a red al mismo tiempo que se fijaba la remuneración mediante un sistema de tarifas y primas diferenciado por tecnología.

Además del carácter obligatorio del mercado diario, toda la generación renovable prevista debía ofrecerse a precio cero. La remuneración dependía del sistema de remuneración elegido: (a) una tarifa fija o (b) el precio de mercado más una prima, de menor importe que la tarifa fija y sujeta a unos límites inferiores y superiores. Ambos sistemas se regulaban mediante el Real Decreto 661/2007 aunque las cuantías han ido modificándose atendiendo fundamentalmente a criterios de madurez tecnológica.

Este sistema ha permitido un fuerte impulso a la generación mediante fuentes renovables. En el cuadro 4.1 se indica por una parte (*Mercado*) el porcentaje de electricidad anual proveniente de fuentes renovables casada en el mercado gestionado por el Operador del Mercado (*OMIE*), y por otra (*Sistema*) la cuota sobre la generación total una vez incluidas todos los servicios de garantía de suministro gestionado por el Operador del Sistema (*REE*) entre los años 2008 y 2015.

La generación mediante fuentes renovables casi se multiplicó por dos entre 2008 y 2013, llegando a ocupar un papel fundamental en el *mix* de generación eléctrica. El crecimiento más fuerte se observa en la generación mediante fuentes eólicas.

El cuadro 4.2 desglosa la participación (GWh) de las renovables por tipo de tecnología. En la primera columna se recoge la generación en grandes centrales eléctricas, no incluidas en el Régimen Especial, y en las columnas 3 a 8, el desglose por tecnologías incluidas en dicho régimen¹⁴.

El Real Decreto 413/2014 ha introducido importantes novedades en cuanto a la forma en que se financian las fuentes renovables. La Ley sigue previendo la posibilidad de ayudar al desarrollo de energías renovables aportando a quienes las desarrollen la cantidad suficiente para cubrir su rentabilidad. No obstante, en el año 2015 se observa por primera vez en los últimos años una caída en la participación de las energías renovables en la producción total de electricidad (véase cuadro 4.1),

¹⁴ La Ley 24/2013 en el punto III del Preámbulo establece explícitamente que se eliminan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y régimen especial sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer.

Cuadro 4.1

PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE Y COGENERACIÓN EN ESPAÑA 2008-2015 (EN PORCENTAJE)

	MERCADO MAYORISTA energía renovable	Variación anual de la participación de energía renovable en el mercado diario	SISTEMA energía renovable	Variación anual de la participación de energía renovable en la producción total
2008	23,4		24,3	
2009	30,9	32,05	30,5	25,5
2010	35,3	14,24	33,2	8,85
2011	38,3	8,50	35,0	5,42
2012	41,0	7,05	39,2	12,00
2013	44,2	7,80	42,2	7,65
2014	43,0	-2,71	42,8	1,42
2015	41,8	-2,79	37,4	-12,62

Nota: Incluye energía hidráulica, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, térmica renovable, cogeneración y biomasa.

Fuentes: OMIE, REE y elaboración propia.

básicamente debido a una menor producción de la pequeña hidráulica y la eólica tal y como se muestra en el cuadro 4.2. Es la producción mediante cogeneración la que más ha caído en los años 2014 y 2015 dado que el recorte de las primas la ha hecho menos rentable, alcanzándose niveles de producción anteriores a 2010.

Cuadro 4.2

GWh DE RENOVABLE Y COGENERACIÓN EN ESPAÑA 2008-2015, POR TECNOLOGÍAS

	Hidráulica		Régimen especial				Cogeneración
	Hidráulica	Eólica	Solar fotovoltaica	Solar Térmica	Térmica renovable		
2008	21.428	4.416	31.393	7.183		23.308	
2009	23.862	5.481	36.587	11.420		27.400	
2010	38.653	6.811	43.355	6.027	4.981	29.036	
2011	27.571	5.283	41.799	7.081	3.792	32.037	
2012	19.455	4.633	48.103	7.803	4.729	33.442	
2013	33.970	7.099	54.338	7.915	5.064	31.989	
2014	35.860	7.067	50.630	7.794	4.718	25.596	
2015*	25.733	5.659	47.948	7.861	4.921	26.845	

*Notas: * Datos de 2015 provisionales. Total de GWh de generación anual.*

Fuente: REE, informes anuales.

El Real Decreto 413/2014 identifica una serie de instalaciones tipo para las tecnologías renovables y de cogeneración y se pretende que cubran los costes que no pueden recuperar en el mercado. A cada instalación tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos que se calcularán por referencia a la actividad realizada por una *empresa eficiente y bien gestionada*, concretarán el régimen retributivo específico y permitirán la aplicación del mismo a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo. La Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, que desarrolla el Real Decreto 413/2014, establece 806 tipologías de instalaciones de cogeneración, 576 de fotovoltaicas y 23 de eólicas.

La retribución de cada instalación se realizará durante el tiempo de vida útil regulatoria de la instalación tipo:

$$\begin{aligned} R_i &= RV_{pm} + R_e + [I_{inv}] \\ R_e &= R_{inv} + R_o \\ R_{inv} &= CI_{it} \\ R_o &= CE_{it} - IM_{it} \end{aligned} \quad [1]$$

Donde R_i indica retribución de la instalación, RV_{pm} es la retribución de venta a precio de mercado, R_e se refiere a una retribución específica e I_{inv} es el incentivo a la inversión para instalaciones en sistemas eléctricos no peninsulares que supongan reducción global del coste de generación. La R_e , a su vez, depende de la retribución a la inversión (R_{inv}), que se calcula a partir de los costes de inversión de instalación tipo no recuperados (CI_{it}), y de la retribución a la operación (R_o), obtenida como la diferencia entre los costes de explotación de la instalación tipo (CE_{it}) y los ingresos de mercado de la instalación tipo (IM_{it}).

Entre los parámetros retributivos más relevantes están: a) el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, b) la estimación del precio de mercado diario e intradiario, c) número de horas de funcionamiento de la instalación tipo, d) la estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado de producción, f) la estimación del coste futuro de explotación, g) la tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable, h) el coeficiente de ajuste de la instalación tipo e i) el valor neto del activo.

Para el cálculo de la rentabilidad razonable se establece como referencia el rendimiento medio de las obligaciones del Estado a diez años de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al de inicio del periodo regulatorio, incrementado con un diferencial. Para las instalaciones ya existentes, el diferencial será de 300 puntos básicos sobre el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014.

La rentabilidad se busca que sea estable en el tiempo por lo que se establecen periodos regulatorios de seis años. Los periodos se dividen a su vez en semiperiodos regulatorios de tres años. El primer periodo regulatorio se refiere al comprendido entre la fecha de entrada en vigor del Real Decreto y el 31 de diciembre de 2019. En la revisión que corresponda a cada periodo regulatorio se podrán modifi-

car los parámetros retributivos salvo la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación tipo.

Debe tenerse en cuenta que las inversiones ya realizadas en el sector de energías renovables son claramente costes hundidos y que el efecto debería observarse en el nivel de nuevas inversiones. Sin embargo, el efecto del cambio regulatorio es claramente apreciable en 2015 (véase cuadro 4.2), aun cuando no fueran esperables grandes cambios en el corto plazo. La participación de las energías renovables en el total de producción eléctrica se ha reducido en un 12,62%.

Los cambios legislativos abruptos en esta política han ocasionado protestas y reclamaciones judiciales en nuestro país, así como demandas ante instituciones arbitrales internacionales reconocidas por España, que protegen el libre comercio y a inversores extranjeros ante actuaciones de Estados. Efectivamente, las empresas españolas han acudido a los tribunales nacionales, pero las extranjeras pueden optar entre acudir a nuestra jurisdicción o bien reclamar ante una de las instancias arbitrales internacionales reconocidas por España. En concreto, existen más de treinta arbitrajes abiertos por distintas empresas ante la Cámara de Comercio de Estocolmo, ante la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (UNCITRAL, por sus siglas en inglés) o ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI). Cada uno de estos procedimientos arbitrales han sido instados por empresas diferentes, o bien por las mismas empresas ante la aprobación de normas diferentes que han ido mermando las subvenciones o políticas de fomento de las renovables, reduciendo así progresivamente las expectativas de beneficios de estas empresas. Esto es, una empresa extranjera debe elegir únicamente una vía arbitral o judicial para ejercer su reclamación, no pudiendo permanecer abiertas dos. Ahora bien, dado que en los últimos años han sido varias las normas que los distintos gobiernos han ido aprobando alterando la regulación sobre energías renovables, una misma empresa ha podido abrir un procedimiento arbitral por cada una de esas normas, puesto que aunque el fondo del asunto es muy similar, la causa o norma que lo origina es formalmente distinta¹⁵. De todos estos procedimientos arbitrales, únicamente han sido resueltos

¹⁵ Para poder acudir a estas instancias arbitrales, se requiere que haya elemento internacional, esto es, que las empresas no sean en este caso españolas, porque se considera que sus intereses serán debidamente satisfechos en la jurisdicción nacional y que estamos ante un litigio meramente interno. Se da la circunstancia de que muchos de los arbitrajes abiertos se han instado por empresas extranjeras que son filiales de empresas españolas, cuyo accionariado es además a veces exclusivamente español. Esto ha hecho que España haya cuestionado en estos expedientes la legitimidad para acudir al arbitraje de estas empresas, invocando fraude de ley y abuso de la personalidad jurídica. Efectivamente, si la empresa es filial de otra española, esto es, está controlada por otra sociedad matriz española que es en realidad quien toma las decisiones en aquella, no deberían admitirse las solicitudes de arbitraje, porque se estaría actuando en fraude procesal. Así parecen entenderlo los laudos de la Cámara de Comercio de Estocolmo, que sin embargo acepta su competencia para dictar una resolución porque considera que España no ha demostrado suficientemente que la empresa española controla o influye de forma determinante en las decisiones de la empresa reclamante. En cualquier caso, si las empresas pertenecen a un mismo grupo, debería quedar claro al menos cuáles son las inversiones que exclusivamente ha hecho la filial, sin ningún tipo de compañía o ayuda ni financiera ni de infraestructura por parte de la matriz, lo que debería clarificar la reclamante, para que al menos el laudo solo afectase a ellas.

dos por parte de la Cámara de Comercio de Estocolmo en enero y julio de 2016, utilizando argumentos similares y dando la razón a España. Ahora bien, dado que ni los árbitros en cada procedimiento, ni las instituciones arbitrales son las mismas, los resultados de cada uno de ellos pueden ser diversos, al no poder recurrirse los laudos ni ante los tribunales ni ante una instancia común superior que pueda unificar la doctrina.

Las razones invocadas por las empresas en los procedimientos tanto arbitrales como en los desarrollados ante nuestros tribunales, esgrimen falta de seguridad jurídica, quebranto de las expectativas de beneficios que legítimamente se habían hecho y que la regulación es retroactiva o expropiatoria de derechos adquiridos. Alegan que este tipo de centrales tienen una duración en torno a 30 o 50 años y que en base a esas previsiones y la regulación vigente en un momento determinado, las empresas procedieron a realizar las correspondientes inversiones no recuperables hasta transcurrido ese periodo en base a las expectativas generadas y con las previsiones que la regulación del momento generaba en sus beneficios. No obstante, tanto la jurisdicción española como los dos laudos arbitrales emitidos hasta el momento han desestimado las reclamaciones utilizando argumentos similares, y a nuestro entender, correctos.

Por una parte, el principio de seguridad jurídica y protección de la confianza legítima consagrado en el art. 9.3 de la Constitución no impide que puedan realizarse modificaciones legislativas en esas políticas. Efectivamente, es doctrina consolidada del Tribunal Constitucional que los principios de seguridad jurídica y confianza legítima no “permiten consagrar un pretendido derecho a la congelación del ordenamiento jurídico existente, ni evidentemente pueden impedir la introducción de modificaciones legislativas repentinas, máxime cuando lo hace el legislador de urgencia. No sería coherente con el carácter dinámico del ordenamiento jurídico. La realización del principio de seguridad jurídica, en su vertiente de protección de la confianza legítima, no puede dar lugar a la congelación o petrificación de ese mismo ordenamiento”. Este ha sido el argumento de la sentencia del Tribunal Constitucional del 17 de diciembre de 2015 desestimando un recurso de inconstitucionalidad interpuesto contra el Real Decreto Ley 9/2013 que precisamente sustanció los cambios en la política de primas e incentivos a las renovables. Efectivamente, independientemente de la conveniencia de medir el impacto económico de la reforma y en la confianza del inversor en nuestro mercado, el legislador es libre de alterar esa política, siempre que la modificación no tenga efectos frente a situaciones anteriores a la entrada en vigor de la nueva norma jurídica (principio de irretroactividad de las normas limitativas de derechos).

En el mismo sentido, los dos laudos arbitrales de la Cámara de Comercio de Estocolmo establecen que las empresas conocen cuando prevén su actividad que la regulación puede cambiar a través de otra norma jurídica, por lo que no existía una expectativa de que dicha regulación iba a ser inmutable ni permanecer para los próximos 30 o 50 años, ni siquiera para las inversiones ya realizadas. Las políticas de incentivos y/o la regulación pueden cambiar en todos los sectores, puesto que

son normas generales aplicables a todas las empresas y no derivan de una obligación contractual o compromiso específico entre un Estado y una empresa determinada, lo que nos colocaría en una situación diferente. Tales cambios genéricos son posibles siempre que no discriminen entre empresas nacionales y extranjeras, lo que no sucedía en el caso, y que sean explicables o proporcionales. En el caso de las renovables, los laudos dicen que era absolutamente lógico que España pretendiera reducir su déficit de tarifa y que por tanto los cambios eran esperables. Asimismo, excluyen que haya habido expropiación, porque si bien el cambio regulatorio ha supuesto un decremento en los beneficios esperables, las acciones siguen siendo de las empresas y la normativa no las ha vaciado de valor, puesto que siguen teniendo expectativas de negocio positivas. No cabe hablar de derechos adquiridos porque no había compromiso específico o individual de mantener ese régimen durante un tiempo.

Sin embargo, como se ha indicado, la modificación normativa no debe tener efectos frente a situaciones anteriores a la entrada en vigor de la nueva norma jurídica (principio de irretroactividad de las normas limitativas de derechos). Esto es, no debe afectar a los periodos ya transcurridos antes de la entrada en vigor de la nueva norma. Precisamente, esto último puede hacer cuestionar algún aspecto de la sentencia del Tribunal Constitucional mencionada en torno a la reforma que se introdujo en el Real Decreto Ley 9/2013. Efectivamente, en su disposición final segunda, repetida prácticamente en la disposición final tercera de la Ley 24/2013 del sector eléctrico, se deroga el sistema anterior de incentivos y primas a las renovables a conceder a partir de la entrada en vigor de la norma (por tanto, sin afectar a los ya generados hasta el momento anterior), lo que respeta en un principio el art. 9.3 de la Constitución. Sin embargo, en esa misma norma que deroga el régimen anterior, no se establece otro alternativo. Se limita a decir que las primas e incentivos a abonar por el gobierno a partir de la entrada en vigor del Real Decreto Ley serán los que se determinen posteriormente en el desarrollo reglamentario de la norma con rango legal, lo que no se produjo de hecho hasta la aprobación del Real Decreto 413/2014 y la Orden Ministerial 1045/2014.

Esto es, entre la entrada en vigor del Real Decreto Ley y estos preceptos reglamentarios, las empresas generadoras desconocían cuáles eran exactamente las primas e incentivos vigentes que iban a recibir, lo que provocó inseguridad y dificultades de planificación. Aunque el Tribunal Constitucional no lo ha considerado así, es posible que sea enmendado por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea o por alguno de los órganos de arbitraje internacionales en los que España ha sido demandada por esta cuestión. Efectivamente, haber estado durante un período de tiempo sin régimen jurídico aplicable sí que supone un quebranto del principio de seguridad jurídica y de la confianza legítima. Insistimos, no obstante, que jurídicamente la violación se habría producido únicamente por no saber cuál era el régimen aplicable en el momento en el que se derogaba el anterior, puesto que si se hubiera establecido otro alternativo de forma completa en el mismo momento, no hubiera habido problema jurídico al menos. Distinto es, como hemos dicho, medir la conveniencia e impacto de las reformas abruptas tanto en el mercado, como en la imagen o confianza de los inversores en el regulador.



5

**NUEVA TARIFICACIÓN ELÉCTRICA
Y COMPETENCIA ENTRE
COMERCIALIZADORES.
REAL DECRETO 216/2014**

El 20 de diciembre de 2013, la Secretaría de Estado de Energía (dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Energía), procedió a anular el resultado de la vigesimoquinta subasta CESUR (subasta de bloques de electricidad para su consumo en horas punta y en horas valle) convocada por Resolución de 20 de noviembre de 2013, por lo que el resultado de la misma no debía ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas. El motivo de la cancelación fue la existencia de “*evidente manipulación*” de parte de las empresas eléctricas para elevar el precio de la electricidad (abuso de posición dominante).

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

■ 5.1. EL PRECIO VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR

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

Por su parte, el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, regula el marco legal de los comercializadores de referencia y establece tanto la metodología de cálculo

como el régimen jurídico de contratación. El sistema entró en vigor el 1 de abril de 2014. El artículo 10 del Real Decreto 216/2014 establece que el precio medio horario (P_h) se calcula como la media (ponderada por las cantidades) entre el precio del mercado diario, P_h^D , y el resultante de las diferentes sesiones del mercado intradiario, P_h^i :

$$P_h = \frac{P_h^D Q_h^D + \sum_{i \in I} P_h^i Q_h^i}{Q_h^D + \sum_{i \in I} Q_h^i} \quad [2]$$

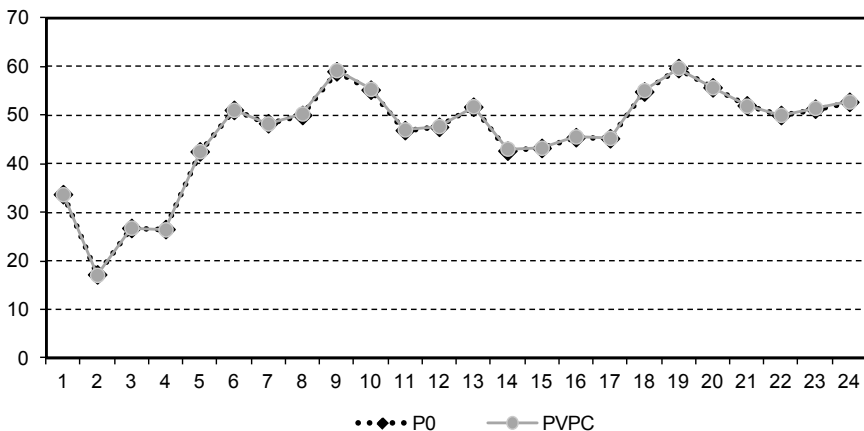
El coste de producción en el período de facturación sería la suma de los siguientes componentes: [1] gasto en el mercado al contado, [2] el coste de los servicios de ajuste y pagos por capacidad, [3] los peajes fijados periódicamente de manera administrativa. Así pues el coste de producción por MWh en el periodo de facturación se determina como media ponderada del precio medio horario, P_h , el coste de los servicios de ajuste por MWh, $SA_{p,h}$, y los coeficientes de pérdida, $PERD_{p,h}$:

$$CF_p = \frac{\sum_{h=1}^H ((P_h + SA_{p,h})(1 + PERD_{p,h})) Q_{p,h}}{\sum_{h=1}^H Q_{p,h}} \quad [3]$$

donde H es el número de horas del periodo de facturación. Con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 216/2014, la CNMC emitió un informe el 25 de febrero de 2014 (CNMC, 2014) sobre dicho Real Decreto donde indica algunas de las ventajas y de las desventajas del nuevo sistema. La principal ventaja es que se transmite a los consumidores finales una señal horaria del coste de la electricidad, lo que permite ganar en eficiencia. Además, permite el desarrollo de nuevos meca-

Gráfico 5.1

EVOLUCIÓN MENSUAL DEL PVPC Y DEL PO



Fuente: OMIE y elaboración propia.

nismos de gestión de la demanda más eficientes por parte de las comercializadoras. Entre las desventajas, a pesar de que los precios son conocidos *ex ante* (1 día antes) de tal forma que puedan anticipar sus decisiones de consumo, no son fácilmente accesibles. En segundo lugar, la variabilidad en los precios al consumidor es mayor como resultado de la variabilidad horaria del precio en el *pool*.

El gráfico 5.1 representa la evolución del PVPC medio mensual construido de acuerdo con (2) así como la evolución del precio en el mercado diario (PO) exclusivamente para los dos últimos años 2014 y 2015.

Del gráfico 5.1 se desprenden tres conclusiones fundamentales: (1) como cabría esperar existe una fuerte correlación en la evolución de ambos precios, (2) el PVPC es siempre mayor que el precio en el mercado diario (PO), en promedio 1€/MWh superior el primero y (3) después del fuerte incremento de 101% entre abril (momento de entrada en vigor del nuevo sistema) y junio de 2014, la evolución posterior ha sido más estable.

■ 5.2. COMPETENCIA EN LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ELECTRICIDAD

Uno de los elementos que gradúa la competencia en el mercado eléctrico es la elasticidad de la demanda ante las variaciones de precios. El despliegue de contadores inteligentes y la nueva tarificación por hora va a permitir una mayor rivalidad entre comercializadores, que pueden diseñar sistemas de precios en función del perfil de consumo horario del usuario. La sensibilidad de los consumidores ante los precios de los distintos comercializadores implicaría cambios de proveedor ante una oferta competitiva por parte de otro. La CNMC en su informe de Supervisión de los Cambios de Comercializador informa cada trimestre sobre la tasa de *switching* o tasa de cambio de proveedor, indicador que puede ser relevante como medida de la competencia entre comercializadores en el mercado minorista. La tasa de cambio de comercializador en el cuarto trimestre de 2015 fue de 2,8%, es decir, el 2,8% de los usuarios solicitaron un cambio, cifra bastante elevada si tenemos en cuenta que se refiere únicamente a un trimestre¹⁶. Si estas solicitudes de cambio fueran reflejo de la elasticidad precio de la demanda y respondieran al hecho de que los comercializadores realizan ofertas de menores precios para captar clientes, estas cifras resultarían alentadoras para la competencia. Sin embargo, según la CNMV, no se producen variaciones significativas entre los precios ofertados para servicios básicos de electricidad, por lo que las tasas de *switching* pueden estar asociadas en buena parte al elevado grado de descontento de los consumidores con estos servicios, como revelan los datos del *Market Consumer Scoreboard*.

En cuanto al coste del *switching*, además de los costes asociados a realizar la gestión correspondiente, hay que tener en cuenta el tiempo que se tarda en realizar el cambio. Según los datos de la CNMV, los tiempos medios de cambio de comer-

¹⁶ Los informes de supervisión de los cambios de comercializador de energía eléctrica y gas están disponibles desde el segundo trimestre de 2014 en <https://www.cnmc.es/es-es/energ%C3%ADa/cambiodecomercializador/informessupervisi%C3%B3ncambioscomercializador.aspx>

cializador en electricidad durante el cuarto trimestre de 2015 han sido de 13,1 días. El número de solicitudes de cambio enviadas por los comercializadores entrantes y recibidas por los distribuidores, que son quienes tienen que aprobarlas, fue de 913.067. Los comercializadores con más volumen de operaciones en este sector han sido: Endesa Energía con 271.102, Iberdrola Clientes con 267.324 y Gas Natural Servicios con 136.714 solicitudes enviadas a los distribuidores, respectivamente. Los distribuidores pueden rechazar el cambio por diversos motivos; la tasa de rechazo en el último trimestre de 2015 ha sido del 8,4%, siendo del 8,7% los rechazos de la distribuidora cuando el comercializador de destino no pertenece al mismo grupo empresarial verticalmente integrado, y del 8% si pertenece al mismo grupo, llegando al 9,3% en el caso de los comercializadores independientes.

Por otra parte, el número de distribuidores es elevado (por encima de 300) y también el de comercializadores (por encima de 250) y esto podría sugerir un alto grado de competencia en el mercado. Sin embargo, las cuotas de mercado de aquellos que pertenecen a un grupo empresarial verticalmente integrado son muy altas (véase cuadro 5.1).

Cuadro 5.1

CUOTAS DE MERCADO DE LAS PRINCIPALES UNIDADES DE ADQUISICIÓN

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

Fuente: Elaboración propia.

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

$$I_t = \frac{1}{2} \sum_i^n |s_{(i,t)} - s_{(i,t-1)}| \quad [4]$$

donde $s_{i,t}$ es la cuota de mercado de la empresa i en el período t . El caso de máxima estabilidad es cuando el índice toma el valor cero. Si construimos $s_{i,t}$ como las cuotas de mercado de cada empresa (considerando todas las unidades que pertenecen al mismo grupo empresarial), los resultados para el período 2011 a 2015 se resumen en el cuadro 5.2.

Cuadro 5.2

COMERCIALIZACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA. ÍNDICE DE INESTABILIDAD

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

Fuente: *Elaboración propia.*

Como se puede observar en el cuadro 5.2, el índice I_t se mantiene en valores bastante cercanos a cero, con lo cual a pesar de la alta tasa de *switching* entre comercializadores mencionada anteriormente la estabilidad en las cuotas de mercado es muy elevada. Esto denota las dificultades para ganar cuota de mercado por parte de los comercializadores más pequeños. Estas dificultades pueden estar asociadas a la imagen de marca de los grupos verticalmente integrados, así como al trato diferencial de la distribuidora dependiendo de que el comercializador pertenezca o no al mismo grupo empresarial.



6

**REGULACIÓN DEL AUTOCONSUMO.
REAL DECRETO 900/2015**

Los avances tecnológicos en generación eléctrica han permitido una constante reducción en las economías de escala necesarias para que las instalaciones eléctricas sean rentables. De esta forma, la escala mínima eficiente para muchas tecnologías de generación (como la solar fotovoltaica) se ha reducido considerablemente permitiendo que incluso se instalen en los mismos centros de consumo, en particular en los mismos hogares. Los precios de los módulos fotovoltaicos se han reducido de manera tan drástica¹⁷ que en algunos países se puede alcanzar la *retail grid parity*, es decir, que el coste para el consumidor de un KWh de la instalación de autoconsumo sea equiparable al precio de venta de la electricidad al por menor (UN-Energy, *Re-considering the economics of photovoltaic power*, 2012). En concreto, se considera que se ha alcanzado la paridad de red (*grid parity*) en el momento en que un hogar puede obtener un rendimiento de al menos el 5% sobre la inversión realizada en la adquisición de paneles solares simplemente utilizando la energía que producen para reemplazar la energía proporcionada por el comercializador. Cuanto mayores sean los precios de la electricidad y más soleada una región más fácil es alcanzar la paridad de red.

Desde el punto de vista tecnológico, una de las ventajas más notables del autoconsumo es la posibilidad de crear un sistema distribuido de generación eléctrica, lo cual reduce la necesidad de invertir en nuevas redes y se reducen las pérdidas de energía por el transporte y distribución de la electricidad a través de la red a voltajes más altos, mejorando la eficiencia del sistema. Además de ello, la mayoría de las instalaciones de autoconsumo funcionan con energía renovable, por lo que su impacto ambiental es sustancialmente menor, incluso en lo que se refiere al impacto de la propia instalación. El desarrollo del autoconsumo contribuye así al fomento de las renovables y al cumplimiento del objetivo que la Comisión Europea se ha marcado a este respecto en su plan energético de 2015, así como a reducir la importación y la dependencia del petróleo. Existen por ello sólidos motivos para favorecer el autoconsumo, por las externalidades positivas que genera.

Ahora bien, los sistemas de autoconsumo se clasifican en dos grandes grupos: (1) aislados o (2) con conexión a red, según estén o no conectados a la red eléctrica. El sistema de autoconsumo aislado genera electricidad que se consume en el instante o se almacena en baterías para un posterior uso. Los usuarios de este sistema son absolutamente independientes y no producen ningún inconveniente o

¹⁷ Farmer y Lafond (2015) calculan un promedio del 10% de reducción anual desde 1980 hasta 2015. Un informe de Naciones Unidas de 2012 (UN-Energy, *Reconsidering the Economics of photovoltaic power*) señala una reducción del 75% en los precios de los módulos fotovoltaicos en tres años.

coste al sistema, por lo que quedan al margen de la aplicación de la regulación del autoconsumo. Sin embargo, el sistema de autoconsumo con conexión a la red de distribución permite bien verter los excedentes de electricidad a la red eléctrica, o bien obtener electricidad en caso de que no sea suficiente la generada. Esto es, el sistema está conectado a la red y se vale de los beneficios que aporta la misma, por lo que parece lógico que en la misma medida se tenga que contribuir a sus costes. Incluso estos sistemas de autoconsumo provocan a veces costes de inversión adicionales en las redes para adecuarlas a las necesidades derivadas de la generación distribuida¹⁸.

En este segundo caso, existe en casi todos los países una regulación que combina el desarrollo del autoconsumo, como medida que a medio y largo plazo beneficia a la sociedad en general tanto económica como ambientalmente por las externalidades positivas que genera, con la necesidad de que el autoconsumo conectado a la red colabore a los costes del sistema para que a corto plazo no convierta a este en insostenible y provoque un aumento de precios difícilmente soportable por el consumidor medio.

En el caso español, la regulación del autoconsumo conectado a la red parte del artículo 9 de la Ley 24/2013, del sector eléctrico, que se ha desarrollado en el Real Decreto 900/2015. La Ley define en su artículo 9 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”. Esta definición engloba tres tipos de autoconsumo. El autoconsumo de *Tipo 1* corresponde a pequeños consumidores con una instalación de generación que no están dados de alta en el registro de instalaciones de producción pero que vierten el sobrante de su generación en la red o acuden a ella en caso de no cubrir sus necesidades con su propia generación. El autoconsumo de *Tipo 2* incluye a aquellos usuarios que sí están dados de alta en el registro de instalaciones de producción. El autoconsumo de *Tipo 3* es el de aquellos consumidores directamente conectados a una red de autoconsumo.

Por su parte, el Real Decreto 900/2015, especifica en qué medida y cómo deben contribuir estos sistemas de autoconsumo a las cargas del sistema. Efectivamente, dado que están conectados a una red cuyos costes se financian entre todos, es lógico y hay fundamento jurídico y económico para establecer formas por las que contribuyan al sistema. El Real Decreto establece que el autoconsumidor abonará tres conceptos diferentes. Por un lado, el coste de las redes de transporte y distribución por el uso real que realiza de ellas (según potencia contratada), lo que parece lógico por ser un usuario más. El segundo se refiere al resto de costes del sistema que se asumen solidariamente entre todas las personas usuarias (fundamentalmente retribución primada a las renovables, cogeneración y residuos, retribución adicional para las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares y anualidad del déficit). Finalmente, el tercer concepto es la

¹⁸ Sobre las ventajas e inconvenientes que para la red o el sistema eléctrico genera el autoconsumo, véase el propio preámbulo del Real Decreto 900/2015; Calvo Vérguez (2016); Mendoza Losana (2016).

energía efectivamente captada del sistema cuando el autoconsumo no satisface la demanda generada, y el llamado “respaldo del sistema”, siendo esta última la parte más polémica del Real Decreto, la popularmente denominada “impuesto al sol”.

Ciertamente, el llamado respaldo del sistema consiste en permitir al autoconsumidor tener disponible el sistema eléctrico general tanto para verter a él los excedentes que en un momento dado pudiera tener, como para poder captar la energía que demande y que en ese momento no pueda ser satisfecha por su generador. Tal disponibilidad tiene unos costes al sistema que también en otros países suelen ser repercutidos de algún modo, a través por ejemplo de una cuota de mantenimiento o compensación. Sin embargo, a diferencia de lo que sucede en la mayoría de países del mundo, en España la regla general es que mientras se cobra por la energía que el autoconsumidor absorbe del sistema en los momentos en los que el suyo no genera la suficiente, sin embargo no se remunera o compensa al autoconsumidor por la que vierte a la red cuando tiene excedentes. Efectivamente, solo en el autoconsumo de *Tipo 2* se compensa cuando el autoconsumidor se constituya en empresa y cumpla determinados requisitos, lo que desincentiva y penaliza especialmente al pequeño usuario. Es decir, a este puede salirle más rentable captar los recursos eléctricos de la red y no invertir en sistemas de autoconsumo, haciendo muy difícil alcanzar la paridad de red, lo que no debería ser el resultado de la regulación. Por tal razón, parece recomendable que se introduzca en España el sistema de balance neto que rige en un importante número de países (Austria, Dinamarca, Portugal, Grecia, Italia, Alemania, USA, Chile, Israel, Jordania, etc.). Según este, se permite en todo caso verter a la red el excedente y luego recuperarlo o compensarlo con los momentos en los que debe hacer uso de la electricidad del sistema. De este modo, solo pagaría el balance neto de energía efectivamente consumida del sistema, si tal saldo es negativo para el consumidor. Y en cualquier caso, por la disponibilidad se pagaría una cuota¹⁹.

Por otra parte, otra medida del Real Decreto que desincentiva el autoconsumo en el ámbito del pequeño consumidor, es la prohibición de compartir instalaciones de generación, lo que impide que comunidades de vecinos desarrollen sistemas de autoconsumo, efecto que en principio tampoco responde a los objetivos de la regulación y dificulta artificialmente alcanzar la paridad de red. En definitiva, resulta conveniente que se elimine dicha prohibición²⁰.

En conclusión, para que realmente la regulación del autoconsumo en nuestro país sea equilibrada, neutra y no ponga trabas innecesarias a esa forma de generación de electricidad, parecen necesarios los dos cambios mencionados. Máxime si tenemos en cuenta el fuerte descenso que las renovables han experimentado en la participación de la producción de energía a raíz de la reducción de primas a dichos modos de generación. Téngase presente que la Comisión Europea pretende incrementar las fuentes de energía renovables y con ello contribuir a cumplir el compromiso de descenso en las emisiones de CO₂, lo que será difícil en el caso español si

¹⁹ Informe CNMC 8-7-2015: 39 ss; Calvo Vérguez (2016); Mendoza Losana (2016).

²⁰ Calvo Vérguez (2016); Mendoza Losana (2016).

no se invierte la tendencia. A decir verdad, el sistema transitorio vigente hasta 31 de diciembre de 2019 ha establecido una serie de excepciones que mitigan los efectos negativos para el autoconsumo, especialmente en el caso de pequeños usuarios del sistema, excepciones que les permiten de momento no contribuir del modo previsto en el Real Decreto, y que hace que aún pueda salir rentable mantener esas instalaciones. Pero tal régimen es solo transitorio, por lo que parece más apropiado para mantener la seguridad jurídica y la confianza en el sistema, una reforma de la regulación en el sentido aquí propuesto.



7

SEPARACIÓN DE LAS ACTIVIDADES VERTICALMENTE INTEGRADAS

Desde los comienzos del proceso liberalizador del mercado eléctrico, la Unión Europea ha buscado a través de distintas Directivas la separación efectiva de actividades para eliminar el incentivo que empuja a las empresas integradas verticalmente a discriminar a sus competidores en el acceso a los otros mercados, prevaleciendo especialmente de su poder de mercado en aquellas actividades que por naturaleza deben ser monopolísticas. Sin embargo, la propia Directiva 2009/72/CE reconoce que las medidas articuladas hasta ese momento no han conseguido el objetivo perseguido (Considerando 10).

No obstante, debe tenerse en cuenta que el nivel de riesgo que presenta la integración vertical no es idéntico si esta se produce entre unas actividades o si se presenta en otras, por lo que las medidas para garantizar la separación no son tampoco de la misma entidad. En concreto, se establecen inicialmente unas normas generales aplicables a las actividades reguladas de transporte, distribución y operación del sistema con respecto a las de generación o comercialización o con respecto a ellas mismas. Asimismo, se refuerzan las medidas de separación para el operador de sistema o gestor de la red de transporte por tratarse de una actividad en la que la integración vertical puede suponer graves perjuicios. Y finalmente, se establecen una serie de medidas diferentes para el operador del mercado, dado que sus funciones son muy diferentes por ser meros gestores del mercado de oferta y demanda de energía, y por tanto, no estar integrados o ser un eslabón en la cadena de producción.

Comenzando el análisis de las medidas de separación generales entre las actividades de transporte, distribución y operación del sistema con respecto a las de producción y comercialización, o a las de transporte y distribución entre sí, el enunciado general del art. 12.1 de la LSE que prohíbe que una empresa se dedique a la vez a varias de esas actividades, permite en su apartado 2 una serie de excepciones siempre que se cumplan los siguientes requisitos. En primer lugar, se requiere que sean ejercidas por sociedades diferentes (separación jurídica). Esto es, una misma sociedad no puede incluir en su objeto social dos o más de las actividades mencionadas, pero sí que se puede constituir un grupo de sociedades o empresas siempre que cada una de ellas tenga una actividad u objeto social distinto. Pero además de esto, se exigen una serie de medidas adicionales tendentes a conseguir una separación funcional, esto es, una no injerencia de los asuntos o intereses de una en las decisiones de la otra, que restringen la propia esencia de un grupo de sociedades, que es la defensa de un mismo interés económico para todas ellas. En concreto, se

exige que las *personas responsables de la gestión cotidiana* de unas actividades, no puedan serlo, a la vez, de las otras. Esto es, que no se puedan compartir al mismo tiempo entre ambas sociedades administradores de derecho, de hecho, o apoderados generales o particulares.

Por otra parte, dado que una empresa con suficiente capital en la otra podrá designar de forma directa o indirecta a una o varias personas administradoras de esta última, se pretende reforzar la independencia de aquellas con respecto a los intereses o instrucciones de quien las hubiere designado. Para ello, se prohíbe que tales personas sean titulares de acciones de las otras sociedades del grupo, y se requiere que se instauren medidas que imposibiliten el control de tales personas por quien les ha designado, especialmente en lo que se refiere a su retribución y cese. Esto es, que tales cuestiones no dependan del seguimiento de las instrucciones de la otra sociedad del grupo. Se prohíbe además que el grupo empresarial dé instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas, especialmente en lo relativo a la construcción o mejora de activos de transporte y distribución, o sobre con quién tiene que contratar determinados servicios especialmente si otra empresa del grupo los presta. No obstante, sí puede hacerlo *“cuando sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente”*, ya que el grupo sí tiene derecho a la supervisión económica de su sociedad filial y a establecer sus límites de endeudamiento. Adicionalmente, se impide que las sociedades que realicen actividades reguladas y sus trabajadores puedan compartir *información comercialmente sensible con las empresas del mismo grupo*. Para garantizar el cumplimiento de todos estos requisitos, el art. 12 LSE exige que las sociedades que realicen actividades reguladas aprueben un Código de Conducta aplicable a todos sus empleados, de cuya implantación se realizará un informe anual elaborado por una autoridad independiente designada por la propia sociedad, y que será entregado tanto a la CNMC y al Ministerio competente en materia de energía.

■ 7.1. SEPARACIÓN EFECTIVA DE LOS OPERADORES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN (DSOs)

En el caso de los distribuidores la separación de actividades no se ha producido a través de la separación de la propiedad, por lo que la consecución de la pretendida separación efectiva antes mencionada lleva consigo un coste de verificación de su cumplimiento por parte de las autoridades competentes. En primer lugar, por mucho que se impida al grupo dar instrucciones a la sociedad regulada, especialmente en lo que se refiere a las decisiones relativas a infraestructuras o servicios a contratar cuando otra empresa del grupo los preste, la fijación del tope de gasto y la aprobación del plan financiero que sí realiza el grupo condicionará ya en gran parte esas decisiones. Asimismo, sin necesidad de dar instrucciones al órgano de administración, el ejercicio del derecho al voto en la Junta de accionistas puede condicionar aún más el ejercicio de determinadas políticas relacionadas con esas cuestiones, en la medida en que el asunto radique entre las competencias

de la Junta²¹. Finalmente, incluso cuando lo anterior no permitiese el control, en el caso de que se den instrucciones se hará de un modo implícito, por lo que será casi imposible probar o determinar si una decisión se ha producido porque ha habido instrucciones del grupo o porque quienes deben adoptarla han llegado por sí mismos a esa conclusión.

Es más, por mucho que se pretenda garantizar la independencia de los gestores frente al grupo que los ha designado, estos conocerán perfectamente en la mayoría de los casos el interés del grupo en una u otra decisión sin que este se lo haga saber de forma expresa. Y es muy probable que aunque se haya blindado su cese durante un plazo, la persona gestora designada pretenderá la renovación o en su caso el nombramiento en otra sociedad del mismo grupo, dado que lo que se prohíbe es el ejercicio simultáneo del cargo en dos sociedades del mismo grupo, pero no el paso de una a otra. Precisamente esto resta virtualidad a la prohibición de compartir “información comercialmente sensible”. Dado que es posible el traslado de una empresa a otra tanto de los gestores como de trabajadores, la información se transmitirá de forma automática a través de esta vía. Y en cualquier caso, también será muy complicado detectar transmisión de información comercialmente sensible, y mucho más su prueba. Aparte de que no siempre resultará sencillo determinar qué información tiene tal carácter o no.

Finalmente, la elaboración del Código de Conducta y la realización de un informe anual sobre su cumplimiento presenta igualmente limitaciones tanto en su alcance como en su elevado coste. Efectivamente, remitir la fijación de las medidas que garanticen la independencia de los gestores designados por el grupo, a un Código de conducta aprobado por la propia sociedad controlada por ese grupo plantea un claro conflicto de intereses. Parece en todo caso que la Ley tendría que haber fijado tales medidas, en su caso. Algo parecido puede decirse del órgano encargado de evaluar el cumplimiento del Código y de la realización del informe anual a presentar a las autoridades sobre su cumplimiento. El art. 12 LSE únicamente fija que este órgano supervisor deberá ser “totalmente independiente y tendrá acceso a toda la información de la sociedad y de cualquiera de sus empresas filiales”, sin añadir qué requisitos de independencia debe cumplir, lo que no resulta garantista si tenemos en cuenta que en todo caso dicho órgano evaluador será designado por la propia sociedad evaluada. En este contexto, resultan comprensibles las dudas sobre la efectividad de la medida. Y téngase en cuenta que el coste de la misma es considerable tanto para la empresa como para el regulador. La primera deberá designar y/o crear un órgano evaluador al que deberá remunerar, y el regulador (CNMC y Ministerio), deberán al menos comprobar y leer los informes de cumplimiento del Código de Conducta y realizar, en su caso, las observaciones oportunas.

²¹ A este respecto el art. 161 de la Ley de sociedades de capital dice: “Salvo disposición contraria de los estatutos, la junta general de las sociedades de capital podrá impartir instrucciones al órgano de administración o someter a su autorización la adopción por dicho órgano de decisiones o acuerdos sobre determinados asuntos de gestión, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 234”.

En definitiva, las medidas expuestas pretenden compatibilizar la existencia de un grupo de sociedades integrado verticalmente con una serie de limitaciones cuyo objetivo es precisamente acabar con la esencia o razón de ser del propio grupo de sociedades: el control por el grupo de todas las actividades, puesto que aunque se trate jurídicamente de dos o más personas jurídicas distintas, el grupo tiene un mismo interés económico y por ello se le permite una estrategia única. Y probablemente, compatibilizar ambas cosas es imposible. O bien las medidas son ineficientes y el control por parte del grupo se acaba imponiendo de forma explícita o implícita; o bien las limitaciones funcionan y entonces se hace imposible el control centralizado del grupo, la existencia de un interés y estrategia común, y por ende deja de ser atractivo para las empresas el mantenimiento del grupo. En el primer caso, el resultado será que la pretendida separación de actividades no se da en la práctica, generándose los efectos perniciosos para el mercado que en principio se han querido evitar. En el segundo, en cambio, los requisitos son tan efectivos que harán que en la práctica no se desee mantener tales grupos de sociedades. En todo caso debe tenerse en cuenta el coste elevado de supervisión que conllevan estas medidas de control de comportamiento. Por el contrario, siempre resultará más eficaz y práctico, por sencillo y económico, regular la separación de la propiedad de las empresas que lleven a cabo actividades de distribución y operación del sistema, entre ellas y con respecto a las de producción, comercialización o de servicios de recarga energética.

De hecho, los remedios estructurales son en general más efectivos para evitar los efectos perniciosos para la competencia, al consistir en desinversiones o cesión de derechos de propiedad industrial o intelectual que se producen una sola vez. En cambio, los compromisos o remedios de comportamiento, consistentes en limitar los derechos subjetivos de las empresas implicadas, como la prohibición de dar instrucciones a las filiales, de controlar a los administradores, de transmisión de información, etc., como son los establecidos en el art. 12 LSE, no suelen imponerse porque ello exige un seguimiento de la conducta de las partes que es permanente en el tiempo, muy difícil y costoso²².

En el caso español las limitaciones del art. 12 LSE no parecen haber impedido que en la práctica las empresas que operan en el mercado de generación, distribución e incluso comercialización pertenezcan a unos pocos grupos de empresas que controlan estas actividades. Los grupos de empresas verticalmente integradas, algo que la Ley del sector eléctrico ha contemplado como excepcional en su art. 12. 2, es en la práctica la regla dominante. Si las medidas de separación funcional pretendida por el art. 12 LSE fuesen efectivas, no se producirían comportamientos que dificultan la entrada de nuevos competidores en actividades teóricamente libres y con pocas barreras a la entrada, como es el caso de la comercialización. Efectivamente, en España las comercializadoras al margen de los grandes grupos de empresas verticalmente integradas tienen poca cuota de mercado, y recuérdese que el papel de estas comercializadoras independientes es esencial para garantizar la competencia

²² Alfaro (2007).

en el mercado y que puedan bajar los precios al consumidor. Dada la estructura de mercado, resulta difícil competir con las integradas, dado no solo su poder de mercado, sino sobre todo porque estas últimas disponen de información y controlan otras actividades del mercado eléctrico, lo que les otorga ventajas competitivas difíciles de superar (véase la sección 5).

■ 7.2. SEPARACIÓN EFECTIVA DEL OPERADOR DEL SISTEMA (TSO)

El legislador dedica una atención especial a la separación de la gestión de la red de transporte con respecto a las actividades de producción o comercialización por el mayor impacto negativo en la competencia que puede tener que no sea eficiente o igualitario el acceso a la red por todas las empresas interesadas. Se incluyen así una serie de medidas adicionales que pretenden profundizar en esa separación, con el objetivo de “que una misma persona o personas no puedan ejercer control sobre una empresa de generación o de suministro y, al mismo tiempo, ejercer el control o cualquier derecho sobre un gestor de la red de transporte o una red de transporte. De la misma manera, el control sobre una red de transporte o sobre un gestor de red de transporte debe excluir la posibilidad de ejercer control o cualquier derecho sobre una empresa de generación o suministro” (Considerando 11, Directiva 2009/72). Se prohíbe así expresamente que la empresa que gestiona la red de transporte pueda integrarse verticalmente en un grupo de sociedades con otras que se dedican a otras actividades en el mercado eléctrico, por lo que hay una separación mayor que la antes expuesta para las DSO, en las que cabía, como hemos dicho, la presencia de grupos de empresas siempre que se cumplieran una serie de requisitos.

No obstante, la Directiva sigue permitiendo que “una empresa de generación o suministro puede tener una participación minoritaria en un gestor de red de transporte o en una red de transporte”. Y la cuestión está en determinar si por más que la participación que se tenga sea minoritaria, esta no le permitirá ejercer ningún derecho o influir en la decisión de la otra empresa, especialmente cuando unas pocas empresas de generación de energía acumulen cada una de ellas la participación minoritaria máxima. Dado que estas pueden tener intereses comunes por dificultar el acceso a la red a nuevos competidores y por ello pocos incentivos a la mejora e inversión de la red de transporte para mejorar su capacidad, podrían unir y maximizar la fuerza de sus participaciones minoritarias constituyendo un grupo de decisión muy relevante con intereses contrarios a la entrada de nuevos competidores y a la realización de inversiones que abran la red. Por tanto, la compatibilidad de permitir una participación minoritaria con la separación efectiva tiene que ir acompañada de otras medidas, de forma que ni tan siquiera unidas consigan ese objetivo común contrario a la voluntad del legislador y a la eficiencia del mercado.

La Directiva permite a los Estados miembros optar entre separar patrimonialmente la empresa titular de la red de transporte integrada verticalmente, o la crea-

ción de un gestor de red que sea diferente a las empresas titulares de la red de transporte, y a la vez independiente de las empresas de suministro, distribución y generación (artículos 9, 13 y 14). Ahora bien, las medidas de separación o independencia se entienden de la misma manera, siendo las referidas en las letras *b*, *c* y *d* del art. 9.1. Así, España ha optado por la primera de las opciones, ya que Red Eléctrica de España SA, actúa como transportista único y a la vez como operador del sistema y gestor de la red de transporte (artículos 30 y 34 Ley del Sector Eléctrico), repitiendo su art. 30.1 el tenor literal de las condiciones para garantizar su separación con respecto a las empresas de producción o comercialización, que recoge el art. 9.1 de la Directiva, con alguna muy relevante salvedad que después se comentará.

Las condiciones para garantizar la separación efectiva consisten en primer lugar en que ningún grupo de empresas sea capaz de controlar de forma directa o indirecta al operador del sistema y a la vez a empresas de generación o comercialización de energía (prohibición de poseer participaciones accionariales mayoritarias). Esto es, el legislador establece las mismas exigencias tanto respecto a las actividades de generación como de comercialización con el objetivo de que la red de transporte quede abierta en igualdad de condiciones, y por tanto de forma no discriminatoria, tanto en su entrada como en su salida.

Para evitar que se ejerza una influencia recíproca entre estas empresas en la toma de sus decisiones (separación funcional), se impide que una misma persona física o jurídica forme parte simultáneamente de los órganos de administración de ambas, o que pueda ejercer su derecho a nombrar directamente a uno o varios de los miembros del consejo de administración que le pudieran corresponder en aplicación del sistema de representación proporcional del art. 243 de la Ley de sociedades de capital. Incluso tampoco se podrá ejercer el derecho a voto en la Junta General “en relación con los órganos de administración o gobierno de las sociedades”, con la clara intención de que tampoco les sea posible colocar en el órgano de administración a alguna persona que defienda el interés de la empresa verticalmente integrada. La separación referente a la designación de administradores debe extenderse a los administradores de hecho a los que se refiere el artículo 236.3 de la Ley de sociedades de capital. Y por supuesto, también al apoderado general representante voluntario de la empresa, puesto que en este debe prevalecer la defensa del interés de la empresa representada y para ello no deben confluír intereses personales distintos que pudieran poner en riesgo aquel. Cualquier contravención de las normas de separación dará origen a las sanciones establecidas en la Ley del sector eléctrico.

No resulta baladí la diferencia entre el artículo 30.1.d. 1º de la Ley española y el artículo 9.2.a de la Directiva 2009/72. Mientras que la segunda prohíbe en cualquier caso el derecho al voto a las acciones verticalmente integradas en cualquier caso, la Ley española restringe únicamente el derecho al voto a los acuerdos que tengan que ver con la designación, ceses o cualquier otra cuestión atinente a “los órganos de administración y gobierno”. A primera vista, parece que la Ley española

es más permisiva con dicha limitación, lo que puede constituir un incumplimiento de la Directiva. Esta entiende que cualquier cuestión a decidir en Junta tendrá un interés más o menos directo en la empresa generadora integrada en la red de transporte, sea de forma más directa o indirecta, y que por eso es preferible impedir en cualquier caso que ejerza el derecho al voto de esas acciones. Efectivamente, ejercer el derecho al voto es una forma de influir en la empresa gestora, por lo que dado que es esto lo que se quiere evitar con la separación efectiva perseguida, es deseable que la prohibición sea total²³.

No obstante, el anterior riesgo resulta de imposible materialización en España, puesto que junto a estas medidas generales exigidas por la Directiva comunitaria, el legislador, ya desde 2007, reformó la Ley de sector eléctrico introduciendo la disposición adicional vigésimo tercera, aún vigente, que por un lado limita a un máximo de un 1% los derechos políticos de “aquellos sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente, participen en el capital de dichos sujetos con una cuota superior al 5 %”. Esto reduce esa capacidad de influencia a un límite muy bajo, aunque ciertamente superior al establecido en la Directiva. Pero además de esta limitación, esa disposición adicional va mucho más allá de las exigencias comunitarias al establecer una serie de medidas de separación estructural, que impiden prácticamente una integración vertical o influencia relevante de empresas eléctricas en el gestor de la red. Dado que se considera a la red de transporte un servicio esencial, se exige por Ley que al menos el 10 % del capital esté controlado por la SEPI (en la actualidad posee el 20 %). Además, impide que una misma empresa o grupo de empresas, tanto de forma directa como indirecta, pueda controlar o adquirir más del 5 % del capital, en cuyo caso tampoco podrán ejercer derechos políticos (voto y otros), por encima del 3%. Y como hemos dicho, si son empresas de otras actividades del sector eléctrico, nunca por encima del 1%. Ciertamente, al trasponer la Directiva 2009/72, se debería haber suprimido en cualquier caso el derecho al voto para cumplirla formalmente. No obstante, a diferencia de la Directiva, que solo exige como medida o remedio estructural no controlar la sociedad (no estar en el mismo grupo) sin establecer un porcentaje máximo de propiedad de las acciones aunque no se produzca ese control, la Ley española reduce este hasta un 5% para cualquier empresa. Y junto a ello, limita incluso *de facto* la posibilidad de influencia de esta participación reduciendo sus derechos políticos al 1% para empresas del sector eléctrico, y al 3% para el resto de sociedades, de modo que se garantiza un control público a través de la participación de la SEPI. Tampoco se permite, lógicamente, que Red Eléctrica

²³ En el caso español, si la empresa generadora o comercializadora presente en el capital de la gestora (Red Eléctrica de España) pudiera tener un interés particular en algún acuerdo (política de expansión de la red de transporte, acuerdos en determinadas zonas con distribuidoras para aumentar o mejorar la red, etc.), según el artículo 180.3 de la Ley de sociedades de capital, el socio puede votar, pero “cuando el voto del socio o socios incursos en conflicto haya sido decisivo para la adopción del acuerdo, corresponderá, en caso de impugnación, a la sociedad y, en su caso, al socio o socios afectados por el conflicto, la carga de la prueba de la conformidad del acuerdo al interés social”. Esto supone por un lado un coste elevado, tanto por la comprobación como por la necesidad de recurrir el acuerdo social ante los tribunales. Por no hablar de los efectos que éste hubiera podido tener frente a terceros incluso aunque finalmente se declare su nulidad.

participe en el accionariado de otras empresas del sector eléctrico ni directamente ni a través de sus filiales.

Estas medidas estructurales vigentes en España, complementadas por algunos remedios de comportamiento, consiguen la “separación efectiva” si nos atenemos a la actual composición del accionariado de Red Eléctrica, en el que no existen participaciones significativas (más del 3% del capital social) de empresas generadoras o comercializadoras de electricidad²⁴. Las medidas derivadas únicamente de la Directiva europea, podrían ser tal vez insuficientes si no se acompañan de una medida o remedio estructural serio que limite la opción de controlar la entidad gestora del transporte a un porcentaje reducido, como se hace por ejemplo en el caso español.

■ 7.3. SEPARACIÓN EFECTIVA DEL OPERADOR DEL MERCADO

Finalmente, nos queda el análisis de las medidas de separación contempladas para el operador del mercado (OMIE en el caso español), que son también diferentes a las del resto de actividades. Ciertamente, su papel en el mercado eléctrico es el de mero intermediario, ya que “asumirá la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario” (art. 29. 1 LSE). Y como cualquier intermediario, “ejercerá sus funciones respetando los principios de transparencia, objetividad e independencia” (art. 29.1 LSE). Esto es, la necesidad de preservar su independencia con respecto a las empresas que participan en el resto de actividades del sector eléctrico, no deriva de los peligros que puede generar una integración vertical de empresas que pueda provocar una extensión del poder de mercado al resto de niveles o eslabones en la cadena de producción, ya que el operador de mercado no es un eslabón de dicha cadena. Más bien deriva de la necesidad de que todo intermediario y garante del buen funcionamiento de un mercado sea imparcial, y por tanto, acredite que no tiene un interés concreto particular que coincida con el de una o varias empresas que participan en el mercado y que pudieran ocasionarle al operador un conflicto de intereses entre el público y el privado que impidiera el correcto funcionamiento del mismo. Esto es, para evitar riesgos de favorecer a una o varias empresas que intervienen en ese mercado en el lado de la oferta o en el de la demanda.

Efectivamente, el gestor de cualquier mercado recibe órdenes de compra y venta e información sensible cuyo conocimiento inmediato por cualquiera de las partes podría condicionar su comportamiento y alterar así el funcionamiento transparente de la ley de la oferta y la demanda, favoreciendo a una o varias empresas. Por si esto no fuera suficiente, téngase presente que en el caso español, tanto en el mercado de generación como en el de comercialización hay unos pocos grupos empresariales con una cuota de mercado considerable en ambos, por lo que la transmisión o conocimiento de cierta información puede facilitar la

²⁴ <http://www.ree.es/es/accionistas-e-inversores/la-accion/accionariado>

coordinación y las prácticas que alteren el precio final de mercado en función de sus intereses comunes.

Ante esta realidad, y con la finalidad de garantizar la transparencia y objetividad, el art. 29.1 LSE establece que ninguna persona física o jurídica podrá controlar directa o indirectamente más del 5 % del capital social del operador de mercado, permitiendo, eso sí, que empresas que participen en el sector eléctrico puedan ser titulares siempre que la suma del porcentaje de acciones de todas ellas no supere el 40% del capital social total. Pues bien, si nos atenemos a la composición del accionariado de OMEL, el operador español, las empresas eléctricas han mostrado un interés incuestionable en formar parte del capital de esa sociedad, puesto que son titulares del 40 % del operador de mercado (el máximo permitido). Si a ello añadimos que en el resto del capital hay algunas empresas que si bien no operan directamente en el sector, sí tienen intereses adyacentes al mismo, la conclusión es que con la regulación existente hay un riesgo potencial de control del mercado diario a través de su gestor, así como de transmisión de información sensible que altere el juego adecuado de la oferta y la demanda. Incluso no existen en la Ley normas de comportamiento alguno que tiendan a limitar ese control.

Es muy posible que detrás de esas participaciones relevantes de empresas del sector y adyacentes esté presente únicamente el interés legítimo de las empresas de observar el funcionamiento del mercado en el que operan y mantener cierto control sobre las normas que lo rigen. Y no es menos cierto que el operador del mercado ha tenido un funcionamiento impecable. Pero no debe olvidarse que la tendencia actual en toda empresa es reforzar las normas de transparencia y evitar conflictos de intereses aunque éstos no se materialicen en decisiones lesivas concretas. Esto es, si las normas de buen gobierno de las entidades tanto públicas como privadas, y más tradicionalmente las que son aplicables a intermediarios, evitan a toda costa posibles conflictos de intereses, parece que en el caso del operador de mercado debería hacerse lo mismo. Y no cabe duda que las empresas del sector eléctrico que pueden influir en las decisiones del operador son a la vez oferentes y/o demandantes en ese mercado y por tanto podrían tener un interés particular que colisione con el general y con la función que la propia Ley le encomienda al operador. En definitiva, para garantizar la transparencia, independencia y buen funcionamiento del mercado, y por ende asegurar la confianza en el mismo, parece recomendable que la Ley refuerce la separación efectiva del operador del mercado.



8

VALORACIÓN DEL NUEVO MARCO REGULATORIO Y RETOS DE FUTURO

Dadas las circunstancias de mercado eléctrico, especialmente la necesidad de monopolio en las actividades de transporte y distribución y la presencia de poder de mercado en la producción, la estructura de mercado ideal o más competitiva entre las posibles y la búsqueda por la normativa comunitaria parte de una limitación a la integración vertical o posibilidad de realizar tales actividades reguladas (transporte y distribución), junto a las de producción y comercialización (“libres”). La red de transporte no debe estar controlada por empresas que intervengan en la generación o distribución. La razón es que la no separación de estas actividades extendería los efectos distorsionadores del monopolio natural al resto de actividades en las que puede existir competencia. Esto es, el punto de partida y objetivo de la regulación es la prohibición de la realización simultánea o separación efectiva de actividades reguladas y no reguladas, así como de las reguladas entre sí.

Sin embargo, las medidas de separación efectiva que la ley ha ido estableciendo han tenido un alcance limitado. Dado que los riesgos que conlleva la concentración no son los mismos en todo caso ni responden a razones idénticas, tampoco las medidas establecidas por la legislación para garantizar la separación han sido las mismas. Se ha combinado una serie de medidas estructurales con otras de comportamiento (limitativas de derechos), pero las primeras suelen ser mucho más efectivas que las segundas, siendo además el seguimiento de estas últimas de un coste elevado.

En lo que se refiere a las medidas de separación entre las actividades de distribución con respecto a las de producción y comercialización (art. 12 LSE), son exclusivamente de comportamiento, y no han sido efectivas, al menos en España. De hecho, las empresas que operan en el mercado de generación, distribución e incluso comercialización pertenecen a unos pocos grupos de empresas que controlan estas actividades. Como resultado de ese control efectivo se facilitan comportamientos que dificultan la entrada de nuevos competidores en actividades teóricamente libres y con pocas barreras estructurales a la entrada, como la comercialización. Efectivamente, en España las comercializadoras al margen de las grandes empresas distribuidoras, que han constituido su propia filial comercializadora, tienen poca cuota de mercado, y su papel sería esencial para garantizar la competencia en el mercado y que puedan bajar los precios al consumidor. Dada la estructura de mercado, resulta difícil para las comercializadoras independientes competir con las integradas, dado no solo su poder de mercado, sino sobre todo porque estas últimas disponen de información y controlan otras actividades del mercado eléctrico, lo que les otorga ventajas competitivas difíciles de superar. Con un menor grado de integración verti-

cal, el mercado en el nivel de comercialización sería más abierto y eficiente, lo que presionaría a la baja el precio de la energía.

Distinto es el caso de la entidad gestora del transporte, Red Eléctrica S.A. en el caso español, donde junto a algunas medidas de comportamiento se recoge la enérgica medida estructural de prohibir que la empresa que gestiona la red de transporte pueda integrarse verticalmente en un grupo de sociedades con empresas que actúan en otras actividades del mercado eléctrico. La ley española va más allá que la Directiva comunitaria en las limitaciones estructurales, al establecer que una empresa solo podrá controlar de forma directa o indirecta hasta un 5% de las acciones del operador del sistema. Y junto a ello, limita incluso *de facto* la posibilidad de influencia de esta participación reduciendo sus derechos políticos al 1% para empresas del sector eléctrico, y al 3% para el resto de sociedades, garantizando a la vez un control público a través de la participación de la SEPI. Estas medidas consiguen la “separación efectiva” si nos atenemos a la actual composición del accionariado de Red Eléctrica, en el que no existen participaciones significativas (más del 3% del capital social) de empresas generadoras o comercializadoras de electricidad.

Finalmente, en lo que se refiere al operador de mercado (OMIE), la necesidad de garantizar la separación no deriva de los peligros que puede generar una integración vertical de empresas que pueda provocar una extensión del poder de mercado al resto de niveles o eslabones en la cadena de producción, ya que el operador de mercado no es un eslabón de dicha cadena. Más bien deriva de la necesidad de que todo intermediario y garante del buen funcionamiento de un mercado sea imparcial, y por tanto, acredite que no tiene un interés concreto particular que coincida con el de una o varias empresas que participan en el mercado y que pudieran ocasionarle al operador un conflicto de intereses entre el público y el privado que impidiera el correcto funcionamiento del mismo. El art. 29.1 LSE establece que ninguna persona física o jurídica podrá controlar directa o indirectamente más del 5% del capital social del operador de mercado, permitiendo, eso sí, que empresas que participen en el sector eléctrico puedan ser titulares de las mismas siempre que la suma del porcentaje de acciones de todas ellas no supere el 40% del capital social total. Pues bien, las empresas eléctricas han alcanzado entre todas ese tope, y si tenemos en cuenta que en el resto del capital hay algunas empresas que si bien no operan directamente en el sector, sí tienen intereses adyacentes al mismo, la conclusión es que existe un riesgo potencial excesivo de control del mercado diario a través de su gestor, así como de transmisión de información sensible que altere el juego adecuado de la oferta y la demanda. Para garantizar la transparencia, independencia y buen funcionamiento del mercado, y por ende reforzar la confianza en el mismo, parece recomendable que la ley prohíba a las empresas que realicen actividades en el sector eléctrico participar en el accionariado del operador del mercado.

Por otra parte, en 2015 la Comisión Europea ha aprobado medidas dirigidas al logro de un mercado integrado. Resulta más que procedente la puesta en marcha de estas medidas lo antes posible, puesto que la interconexión y cooperación entre países reduce el riesgo de desabastecimiento permitiendo a unos países aprove-

char los excedentes que pueda haber en determinados momentos en otros, especialmente en lo que se refiere a energías renovables. Se usarían así de forma más eficaz las instalaciones de producción. Asimismo, la integración y el avance en los intercambios transfronterizos supondrán aumentar las posibilidades de elección de la persona consumidora, y por tanto una mayor competencia. Esta junto al mejor aprovechamiento de los recursos y las infraestructuras, derivarían en una bajada de los precios de la electricidad.

Los cambios legislativos abruptos en la política de fomento de las energías renovables han ocasionado protestas y reclamaciones internacionales por parte de los inversores en este tipo de tecnologías argumentando falta de seguridad jurídica. Aunque el principio de seguridad jurídica y protección de la confianza legítima consagrado en el art. 9.3 de la Constitución no impide que puedan realizarse modificaciones legislativas en esas políticas siempre que no afecten a situaciones anteriores a su entrada en vigor, debe medirse el impacto que las mismas tendrá tanto en el mercado como en la confianza de los inversores.



REFERENCIAS

- ALFARO, J. (2007), "Los problemas de las soluciones: compromisos en el control de concentraciones", *Revista de la Competencia y la Distribución*, 1 (2007).
- CALVO, J. (2016), "A vueltas con la nueva regulación del autoconsumo eléctrico y con la aplicación del llamado "impuesto al sol": algunas consideraciones", *Aranzadi Doctrinal*, 1 (2016).
- CIARRETA, A., y C. PIZARRO-IRIZAR (2014), "La nueva reforma del mercado eléctrico español: eficiencia y austeridad", *Cuadernos Económicos de ICE*, 88: 97-127.
- CIARRETA, A.; ESPINOSA, M.^a P., y C. PIZARRO-IRIZAR (2014), "Is green energy expensive? Empirical evidence from the Spanish electricity market." *Energy Policy*, 69: 205-215.
- CNC (2011a), Resolución CNC, 8-11-2011, Defensa de la competencia: Prácticas restrictivas de la competencia. E.On Distribución, S.L., compañía distribuidora de energía eléctrica.
- (2011b), Resolución CNC 20-9-2011, Defensa de la competencia: Prácticas restrictivas de la competencia. Expediente sancionador contra UNIÓN FENOSA:
- (2012a), Resolución CNC 21-2-2012, Defensa de la competencia: Instalaciones eléctricas. Aprovechamiento de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. de su posición de dominio en el mercado de distribución de energía eléctrica.
- (2012b), Resolución CNC 24-2-2012, Prácticas restrictivas. Expediente sancionador contra IBERDROLA.
- (2012c), Resolución CNC 11-6-2012, Defensa de la competencia: Expediente sancionador contra ENDESA.
- CNMC (2014), *Informe sobre la propuesta de real decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación*, de 25 de febrero de 2014.
- (2015), *Informe sobre el proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, IPN/DE/011/15, de 8 de julio de 2015.
- (2015), *Informe sobre la liquidación definitiva de 2014 del sector eléctrico, de 24 de noviembre de 2015. Análisis de resultados respecto de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico mensual y evolución de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico liquidación 13/2013*.
- COMISIÓN EUROPEA (1996), Directiva 1996/92/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, *DOUE*, n.º L 027 de 30 de enero de 1997: 0020 - 0029.
- (2007a), Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento europeo 2007, de 10 enero, "Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad", Bruselas, COM(2006)0841 final.
- (2007b), Comunicación de la Comisión al Consejo Europeo y al Parlamento europeo 2007, de 10 enero. "Una política energética para Europa", Bruselas, COM(2007)1.
- (2009a), 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 se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, *DOUE*, n.º 140, de 5 de junio de 2009: 16-62.

- (2009b), 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, *DOUE*, n.º L211/55.
 - (2009c), Reglamento (CE) n.º 713/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, *DOUE*, n.º L211/1.
 - (2015a), Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo, al Comité de las Regiones y al Banco Europeo de Inversiones, “Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva”, Bruselas, COM(2015) 80 final.
 - (2015b), Comunicación de la Comisión Europea al Consejo Europeo y al Parlamento europeo 2015, de 25 de febrero. “Estrategia Marco para la unión de la energía resiliente con una política climática prospectiva”, Bruselas, COM(2015) 80 final.
- DE LOS LLANOS, M.^a (2013), “El fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico”, *Boletín Económico de ICE* 3039: 15-23, (2013).
- ENTSO-E (EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY), <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx>
- ESPAÑA. Ley 57/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, *BOE*, 28 de noviembre de 1997, n.º 285: 35097- 35126.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, *BOE*, 26 de mayo de 2007, n.º 126: 22846- 22886.
 - Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, *BOE*, 13 de abril de 2010, n.º 89: 32863-32899
 - Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, *BOE*, 8 de diciembre de 2011, n.º 295: 130033 a 130064.
 - Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, *BOE*, 27 de diciembre de 2013, n.º 310: 105198-105294.
 - Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, *BOE*, 29 de marzo de 2014, n.º 77: 27397-27428.
 - Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, *BOE*, 10 de junio de 2014, n.º 140: 43876-43978.
 - Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, *BOE*, 20 de junio de 2014, n.º 150: 46430-48190.
 - Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, *BOE*, 10 de octubre de 2015, n.º 243: 94874-94917.
- FARMER, J. D., y F. LAFOND (2016), “How predictable is technological progress?”, *Research Policy*, 45(3): 647–665.
- LLANOS MATEA, R. (2013), “El fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico”, *Boletín Económico de Información Comercial Española*, n.º 3039, mayo.
- LÓPEZ MILLA, J., “La integración vertical de los negocios de gas y electricidad: posibles efectos sobre la competencia en los mercados afectados”, *Tendencias y aspectos administrativos*, n.º 364.
- MENDOZA, A.I. (2016), “Trabas al autoconsumo de energía eléctrica”, *Aranzadi Civil- Mercantil*, 3.

- PRICE COUPLING OF REGIONS, http://www.acer.europa.eu/en/electricity/regional_initiatives/cross_regional_roadmaps/pages/1.-market-coupling.aspx
- PIZARRO-IRIZAR, C. (2015), "Essays on the effect of renewable energy production in the Spanish electricity market", Tesis Doctoral UPV/EHU.
- UNITED NATIONS, Framework Convention on Climate Change, Adoption of the Paris Agreement, FCCC/CP/2015/L.9.
- UN-ENERGY (2012), *Re-considering the economics of photovoltaic power*.
- ZURIMENDI, A. (2006), *Las restricciones verticales a la libre competencia*, Madrid.

Últimos números publicados

- N.º 40. DOS ENSAYOS SOBRE FINANCIACIÓN AUTONÓMICA**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Carlos Monasterio Escudero e Ignacio Zubiri Oria.
- N.º 41. EFICIENCIA Y CONCENTRACIÓN DEL SISTEMA BANCARIO ESPAÑOL**
(Serie ANÁLISIS),
por Fernando Maravall, Silviu Glavan y Analistas Financieros Internacionales.
- N.º 42. ANÁLISIS DE REFORMAS DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA PERSONAL A PARTIR DE MICRODATOS TRIBUTARIOS** *(Serie ANÁLISIS),*
por José Félix Sanz Sanz, Juan Manuel Castañer Carrasco y Desiderio Romero Jordán.
- N.º 43. COMPORTAMIENTO ESTRATÉGICO DE LA BANCA AL POR MENOR EN ESPAÑA: FUSIONES Y ESPECIALIZACIÓN GEOGRÁFICA** *(Serie TESIS),*
por Cristina Bernad Morcate.
- N.º 44. LA VERTIENTE CUALITATIVA DE LA MATERIALIDAD EN AUDITORÍA: MARCO TEÓRICO Y ESTUDIO EMPÍRICO PARA EL CASO ESPAÑOL** *(Serie TESIS),*
por Javier Montoya del Corte.
- N.º 45. LA DECISIÓN DE INTERNACIONALIZACIÓN DE LAS EMPRESAS: UN MODELO TEÓRICO CON INVERSIÓN HORIZONTAL Y VERTICAL** *(Serie TESIS),*
por Jaime Turrión Sánchez.
- N.º 46. FINANCIACIÓN DE LA ENSEÑANZA OBLIGATORIA: LOS BONOS ESCOLARES EN LA TEORÍA Y EN LA PRÁCTICA** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por Javier Díaz Malledo (coordinador), Clive R. Belfield, Henry M. Levin, Alejandra Mizala, Anders Böhlmark, Mikael Lindahl, Rafael Granell Pérez y María Jesús San Segundo.
- N.º 47. SERVICIOS Y REGIONES EN ESPAÑA** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por Juan R. Cuadrado Roura y Andrés Maroto Sánchez.
- N.º 48. LAS EMPRESAS DEL SECTOR DE LA CONSTRUCCIÓN E INMOBILIARIO EN ESPAÑA: DEL BOOM A LA RECESIÓN ECONÓMICA** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por Belén Gill de Albornoz (Dir.), Juan Fernández de Guevara, Begoña Giner y Luis Martínez.
- N.º 49. INSTRUMENTOS PARA MEJORAR LA EQUIDAD, TRANSPARENCIA Y SOSTENIBILIDAD DE LOS SISTEMAS DE PENSIONES DE REPARTO** *(Serie TESIS),*
por M.ª del Carmen Boado-Penas.
- N.º 50. EL IMPUESTO DE FLUJOS DE CAJA EMPRESARIAL: UNA ALTERNATIVA AL IMPUESTO SOBRE LA RENTA DE SOCIEDADES** *(Serie TESIS),*
por Lourdes Jerez Barroso.
- N.º 51. LA SUBCONTRATACIÓN DE SERVICIOS DE I+D: EVIDENCIA DE EMPRESAS EUROPEAS Y DE EE.UU.** *(Serie TESIS),*
por Andrea Martínez Noya.
- N.º 52. IMPOSICIÓN EFECTIVA SOBRE LAS RENTAS DEL CAPITAL CORPORATIVO: MEDICIÓN E INTERPRETACIÓN. EL IMPUESTO SOBRE SOCIEDADES EN ESPAÑA Y EN LOS PAÍSES DE LA UNIÓN EUROPEA EN EL CAMBIO DE MILENIO** *(Serie ANÁLISIS),*
por José Félix Sanz Sanz, Desiderio Romero Jordán y Begoña Barruso Castillo.
- N.º 53. ¿ES RENTABLE EDUCARSE? MARCO CONCEPTUAL Y PRINCIPALES EXPERIENCIAS EN LOS CONTEXTOS ESPAÑOL, EUROPEO Y EN PAÍSES EMERGENTES** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por José Luis Raymond (coordinador).
- N.º 54. LA DINÁMICA EXTERIOR DE LAS REGIONES ESPAÑOLAS** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por José Villaverde Castro y Adolfo Maza Fernández.
- N.º 55. EFECTOS DEL STOCK DE CAPITAL EN LA PRODUCCIÓN Y EL EMPLEO DE LA ECONOMÍA** *(Serie TESIS),*
por Carolina Cosculluela Martínez.

- N.º 56. LA PROCICLICIDAD Y LA REGULACIÓN PRUDENCIAL DEL SISTEMA BANCARIO**
(Serie TESIS),
por Mario José Deprés Polo.
- N.º 57. ENSAYO SOBRE ACTIVOS INTANGIBLES Y PODER DE MERCADO DE LAS EMPRESAS. APLICACIÓN A LA BANCA ESPAÑOLA** *(Serie TESIS)*,
por Alfredo Martín Oliver.
- N.º 58. LOS ATRACTIVOS DE LOCALIZACIÓN PARA LAS EMPRESAS ESPAÑOLAS. EXPLOTACIÓN DE LA ENCUESTA SOBRE ATRACTIVOS DE LOCALIZACIÓN** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Encarnación Cereijo, David Martín, Juan Andrés Núñez, Jaime Turrión y Francisco J. Velázquez.
- N.º 59. ESTUDIO ECONÓMICO DE LOS COSTES DE LA ENFERMEDAD: APLICACIÓN EMPÍRICA AL CASO DEL ALZHEIMER Y LOS CONSUMOS DE DROGAS ILEGALES** *(Serie TESIS)*,
por Bruno Casal Rodríguez.
- N.º 60. BUBBLES, CURRENCY SPECULATION, AND TECHNOLOGY ADOPTION** *(Serie TESIS)*,
por Carlos J. Pérez.
- N.º 61. DISCAPACIDAD Y MERCADO DE TRABAJO: TRES ANÁLISIS EMPÍRICOS CON LA MUESTRA CONTINUA DE VIDAS LABORALES** *(Serie TESIS)*,
por Vanesa Rodríguez Álvarez.
- N.º 62. EL ANÁLISIS DE LOS IMPUESTOS INDIRECTOS A PARTIR DE LA ENCUESTA DE PRESUPUESTOS FAMILIARES** *(SERIE ANÁLISIS)*,
por José Félix Sanz Sanz, Desiderio Romero Jordán y Juan Manuel Castañer Carrasco.
- N.º 63. EUROPA, ALEMANIA Y ESPAÑA: IMÁGENES Y DEBATES EN TORNO A LA CRISIS** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Víctor Pérez-Díaz, Juan Carlos Rodríguez y Elisa Chuliá.
- N.º 64. INTEGRACIÓN, INMIGRANTES E INTERCULTURALIDAD: MODELOS FAMILIARES Y PATRONES CULTURALES A TRAVÉS DE LA PRENSA EN ESPAÑA (2010-11)** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Enrique Uldemolins, Alfonso Corral, Cayetano Fernández, Miguel Ángel Motis, Antonio Prieto y María Luisa Sierra.
- N.º 65. SOSTENIBILIDAD DEL SISTEMA DE PENSIONES DE REPARTO EN ESPAÑA Y MODELIZACIÓN DE LOS RENDIMIENTOS FINANCIEROS** *(Serie TESIS)*,
por Clara Isabel González Martínez.
- N.º 66. EVOLUCIÓN DE LAS FUNDACIONES BANCARIAS ITALIANAS: DE HOLDING DE SOCIEDADES BANCARIAS A UN MODELO INNOVADOR DE "BENEFICIENCIA PRIVADA"** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Paolo Barolì, Claudia Imperatore, Rosella Locatelli y Marco Trombetta.
- N.º 67. LAS CLAVES DEL CRÉDITO BANCARIO TRAS LA CRISIS** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Santiago Carbó Valverde, José García Montalvo, Joaquín Maudos y Francisco Rodríguez Fernández.
- N.º 68. ENTRE DESEQUILIBRIOS Y REFORMAS. ECONOMÍA POLÍTICA, SOCIEDAD Y CULTURA ENTRE DOS SIGLOS** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Víctor Pérez-Díaz y Juan Carlos Rodríguez.
- N.º 69. REFORMA DEL MERCADO DE SERVICIOS PROFESIONALES EN ESPAÑA** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por María Paz Espinosa, Aitor Ciarreta y Aitor Zurimendi.
- N.º 71. BUILDING A EUROPEAN ENERGY MARKET: LEGISLATION, IMPLEMENTATION AND CHALLENGES** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD)*,
por Tomás Gómez y Rodrigo Escobar.

- N.º 72. ESSAYS IN TRADE, INNOVATION AND PRODUCTIVITY**
(Serie TESIS),
por Aránzazu Crespo Rodríguez.
- N.º 73. ENDEUDAMIENTO DE ESPAÑA: ¿QUIÉN DEBE A QUIÉN?**
(SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Analistas Financieros Internacionales (AFI).
- N.º 74. AGENTES SOCIALES, CULTURA Y TEJIDO PRODUCTIVO EN LA ESPAÑA ACTUAL**
(SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Víctor Pérez-Díaz, Juan Carlos Rodríguez, Joaquín Pedro López-Novo y Elisa Chuliá.
- N.º 75. EVOLUCIÓN RECIENTE DEL CRÉDITO Y LAS CONDICIONES DE FINANCIACIÓN: ESPAÑA EN EL CONTEXTO EUROPEO**
(SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Joaquín Maudos.
- N.º 76. EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS REGIONALES DE INNOVACIÓN EN ESPAÑA**
(SERIE ANÁLISIS),
por Mikel Buesa, Joost Heijs, Thomas Baumert y Cristian Gutiérrez.
- N.º 77. ENCOURAGING BLOOD AND LIVING ORGAN DONATIONS**
(Serie TESIS),
por María Errea y Juan M. Cabasés (director).
- N.º 78. EMPLEO Y MATERNIDAD: OBSTÁCULOS Y DESAFÍOS A LA CONCILIACIÓN DE LA VIDA LABORAL Y FAMILIAR** *(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),*
por Margarita León Borja (coordinadora).
- N.º 79. PEOPLE MANAGEMENT IN MICRO AND SMALL COMPANIES - A COMPARATIVE ANALYSIS. EMPLOYEE VOICE PRACTICES AND EMPLOYMENT RELATIONS,**
(Serie ANÁLISIS),
por Sylvia Rohlfer, con la colaboración de Carlos Salvador Muñoz y Alesia Slocum.
- N.º 80. LA CRISIS, ¿UNA OPORTUNIDAD PARA LA ECONOMÍA SOCIAL ESPAÑOLA**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Pierre Perard.
- N.º 81. UN TRIÁNGULO EUROPEO: ELITES POLÍTICAS, BANCOS CENTRALES Y POPULISMOS**
(Serie ECONOMÍA Y SOCIEDAD),
por Víctor Pérez Díaz, Juan Carlos Rodríguez y Elisa Chuliá.

ESTUDIOS DE LA FUNDACIÓN

SERIE ECONOMÍA Y SOCIEDAD

Pedidos e información:

Funcas

Caballero de Gracia, 28

28013 Madrid

Teléfono: 91 596 54 81

Fax: 91 596 57 96

publica@funcas.es

www.funcas.es

P.V.P.: Edición papel, 12€ (IVA incluido)

P.V.P.: Edición digital, 9€ (IVA incluido)

ISBN 978-84-15722-52-6

