

COMPETENCIA EN LOS MERCADOS MINORISTAS ELÉCTRICOS. BALANCE Y REFLEXIONES

José Carlos Fernández Rozas

Catedrático de Derecho internacional privado

María Fernández Pérez

Economista, ex Vicepresidenta de la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia

I. CONFIGURACIÓN DE UN MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

1. Proceso de liberalización y apertura de los mercados energéticos a la competencia

Los sectores energéticos de todo el mundo han estado estrictamente regulados con una fuerte intervención estatal durante décadas, y aunque en algunos países se ha recurrido a la liberalización y a la ruptura de monopolios los beneficios de la liberalización y la reestructuración distan mucho de ser universalmente reconocidos y siguen constituyendo, en palabras del profesor, José Eugenio Soriano «la gran reforma estructural pendiente» (SORIANO GARCÍA, *Liberalización económica*, 179-180). Sirvan están páginas de reconocimiento sentido y sincero a nuestro homenajeado.

Aunque ya desde los años ochenta, se formularon los principios y objetivos clave de la liberalización, los años noventa pusieron en marcha en Europa un proceso liberalizador de algunos sectores de la economía que habían estado sujetos a estructuras de monopolio, a la influencia de condiciones de monopolio natural, a la presencia de monopolios legales o el mantenimiento de una intervención regulatoria muy activa (v.gr., Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. DÍAZ LEMA, *Derecho de la Energía*, 83 ss), con el argumento de garantizar las grandes inversiones a largo plazo requeridas para las infraestructuras de red y asegurar su adecuado funcionamiento en condiciones competitivas (CABAU, *EU energy law*, 28-29).

La liberalización de los mercados de electricidad y gas, la dinámica de la apertura del mercado y las preocupaciones sobre las futuras condiciones de suministro de gas en Europa, determinaron en gran medida las estrategias y los cambios en los modelos de negocio de las principales compañías energéticas europeas. El objetivo de la liberalización era garantizar que todas las empresas comunitarias aumentasen la eficacia y reducir los precios, en el marco de la libre competencia, garantizar que los efectos positivos de la apertura del mercado se reflejase plenamente en las facturas domésticas de gas y de electricidad de los consumidores y, por último, afianzar condiciones de igualdad entre los Estados miembros en materia de apertura del mercado con la finalidad de integrar plenamente los mercados nacionales en un auténtico mercado único plenamente operativo.

Repercutió en el proceso de liberalización del mercado del gas y de la electricidad el retraso en la consecución de una política energética común europea (FERNÁNDEZ PÉREZ, A. *Derecho de la energía*, Cap. III), frente a otros sectores como la agricultura o la pesca y ello obedeció, en buena medida, a la interdependencia de los Estados miembros en lo referido a la realización del mercado interior de la energía (ISPOLINOV y DVENADTCATOVA, *Baltic Region*, 78-91), pues cualquier decisión de política energética adoptada por uno de ellos tendría la virtud de ejercer un efecto apreciable en el funcionamiento del mercado de los demás. No obstante, en el ínterin, se implantaron unos criterios comunes mínimos encaminados a la liberalización y a la libre competencia con el objetivo de potenciar el acceso a estos mercados con menores precios y mayor calidad gracias a una mayor oferta, aumentando la productividad del sistema y, por tanto, el bienestar de los ciudadanos.

Como es obvio, ciertos marcos normativos como el de protección del medio ambiente, el de la libre competencia y el del mercado interior jugaron un importante papel en la creación estructuras normativas que hicieran viable una legislación energética común. Concretamente en 1995, se publicó el Libro Blanco, «Por una política Energética para la Unión Europea», que evidenció tres inquietudes primordiales: la creación de mayor competitividad, el aseguramiento de las fuentes de suministro y la protección del medio ambiente, poniéndose mayor énfasis sobre este último aspecto. La Comisión consideró que la realización de un mercado energético interno interconectado e integrado: a) acrecentaba la seguridad energética mediante el aumento de la competencia, la reducción de precios y la provisión de mecanismos para mitigar las interrupciones de los suministros externos y b) potenciaba la consecución de unos mercados que funcionasen correctamente garantizando el suministro seguro de energía a unos precios competitivos. Ambos factores eran clave para el crecimiento y el bienestar de los consumidores de la Unión Europea. El suministro de electricidad y gas natural se configuró así como un instrumento esencial para el progreso de una economía avanzada, involucrando tanto la provisión y prestación de bienes y servicios, como su carácter de factor de producción de utilización general, erigiéndose como una de las respuestas a la competitividad extensible a infinidad de sectores económicos.

Al desaparecer las tarifas de electricidad y de gas natural la liberalización ejerció una relevancia especial para los consumidores, quedando los precios fuera de la regulación estatal para pasar a ser libremente pactados entre el comercializador y el consumidor. De esta suerte estos últimos quedaron facultados para elegir aquella entidad comercializadora que le ofreciese los precios de consumo más ajustados a sus necesidades. Dicho en otros términos, se les confirió el derecho a elegir las modalidades de contratación de la electricidad y del gas natural con la empresa comercializadora que

deseasen a un precio libremente pactado. La proyección de estos postulados en el GLP tuvo características propias por vincularse estrechamente a los productos indexados al petróleo y por competir directamente con el gas natural.

La regulación comunitaria pretendió crear un mercado interior de la energía competitivo y eficiente que contribuyese a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad. Dichos objetivos se plasmaron en una normativa cuya pretensión era asegurar un mercado sometido a la libre competencia, aunque con ciertas restricciones en el sentido de imponer a los operadores obligaciones de servicio público, ajustadas a los habituales criterios de proporcionalidad, transparencia y no discriminación, que desempeñan una función importante en la obtención de acciones estimadas de interés económico general, sin producir limitaciones en el comercio o en la libre competencia. Bien entendido que las referidas limitaciones a la libre competencia debían tener muy presente que el objetivo último era la liberalización del mercado, por lo cual su ámbito de aplicación en el tiempo tenía un carácter limitado. En relación con las telecomunicaciones ya la STJCE 19 de marzo de 1991, asunto C-202/8: *Francia / Comisión*, había insistido en la necesidad de conciliar el interés de los Estados miembros por utilizar determinadas empresas, en particular el sector público, como instrumento de política económica o social, con el interés de la Unión en respetar las normas de competencia y la preservación de unidad del mercado. La necesidad de integrar y de preservar los criterios de solidaridad en el campo del mercado constituyó todo un desafío a los postulados del Derecho económico europeo, de libertad de circulación, mercados regulados o libre competencia (PICOD, *Mél. Claude Blumann*, 767)

Para lograr los objetivos anteriores se estableció un marco legal que, de una parte, imponía unas obligaciones mínimas en la apertura de los mercados y, de otra parte, dejaba a los países miembros la posibilidad de elegir la concreta metodología para llevar a cabo la liberalización, por ejemplo, imponiendo a las empresas del sector obligaciones de servicio público en relación con la seguridad técnica y la seguridad de abastecimiento, la regularidad y la calidad del servicio, los precios, la protección del medio ambiente o la eficiencia energética.

Tras las largas y difíciles negociaciones, la apertura de los mercados energéticos a la competencia se inició en 1996 con la adopción de una primera disposición europea sobre electricidad, la Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y, en caso concreto del sector gasista, con la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de junio de 1998 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, que supuso el primer paso hacia su liberalización. Su objetivo era construir un mercado energético interno a nivel de la UE pasando de la existencia de varios mercados nacionales independientes uno del otro a un único mercado europeo integrado. Con todo, su acogida no dejó de suscitar en problemas a la hora de superar ciertos obstáculos para alcanzar, por ejemplo, un mercado de gas europeo armonizado, desde la perspectiva de los desarrollos nacionales (ARENSEN y KUNNEKE, eds., *National Reforms*).

El proceso de liberalización del mercado de electricidad y de gas natural, considerando que compite directamente con el mercado de GLP, se aceleró por obra del denominado segundo paquete energético de 2003 que incluía la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el merca-

do interior del gas natural, aplicable al gas natural, al gas natural licuado, al biogás y al gas obtenido a partir de la biomasa, que fijaron el 1 de julio de 2007 como fecha límite para que todos los consumidores en la Unión Europea pudieran elegir su suministrador con total libertad.

En la materia que nos ocupa es relevante el caso de Italia, que poco antes de expirar la referida fecha límite adoptó el Decreto—ley n.º 73, de 18 de junio de 2007, que atribuyó a *Autorità per l'energia elettrica e il gas* la facultad de fijar «precios de referencia» para la venta de gas a determinados clientes. Con posterioridad dicha Autoridad aprobó la Decisión n.º 79/07, por la que se revisaban las condiciones económicas de suministro de gas natural para el período comprendido entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de marzo de 2007 y se establecían los criterios para la actualización de determinadas condiciones económicas. De acuerdo con la misma, las fórmulas de cálculo adoptadas, a efectos de la remuneración variable relativa a la comercialización al por mayor, se aplicarían hasta el 30 de junio de 2008 facultando a la entidad reguladora para comprobar si se daban las condiciones que permitiesen prorrogar dicha facultad hasta el 30 de junio de 2009. Ante esta situación una serie de entidades italianas encabezadas por Federutility solicitaron al *Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia* la anulación de la referida Disposición.

Dicho Tribunal decidió preguntar al Tribunal de Justicia si la disposición controvertida se oponía a las prescripciones de la Directiva 2003/55 y en su respuesta la STJUE, Gran Sala, 20 abril 2010, asunto C-265/08: *Federutility*, ap. 47 (EU:C:2010:205), estableció con toda claridad las condiciones que debían respetarse por los Estados miembros en su normativa interna cuando impusiesen «obligaciones de servicio público». Esta decisión tuvo el mérito de establecer un marco general análisis para evaluar la compatibilidad de la intervención estatal en materia de precios. En concreto afirmó que dicha Directiva no se oponía a una normativa nacional que permitiese determinar el importe del precio de suministro del gas natural a través de la fijación de precios de referencia, a partir del 1 de julio de 2007, siempre que esa intervención: a) buscara un interés económico general con el mantenimiento del precio de suministro del gas natural al cliente final en un marco razonable (las consideraciones del estudio de PRONTVAN BOMMEL, *Journal of Consumer Policy*, 141-158, son extensibles al derecho del consumidor a pagar un precio razonable, mientras disfruta del servicio universal, en materia gasística); b) menguara la libre fijación de precios de suministro del gas natural durante un período de tiempo necesariamente limitado; c) quedara claramente definida y fuese transparente, no discriminatoria y controlable, y garantizara a las empresas de gas de la Unión el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores. Por consiguiente, para el TJUE correspondía a los Estados miembros interesados demostrar que sus intervenciones no tienen carácter permanente, sino temporal; por añadidura, el mero hecho de que la legislación nacional pertinente califique la intervención como «temporal» no es en sí misma suficiente para mantener la regulación de los precios, sino que debe incluir un examen periódico de la necesidad de intervenir, con el fin de limitar la intervención estatal a lo estrictamente necesario.

Siguiendo la línea trazada por la sentencia *Federutility*, la STJUE 21 de diciembre de 2011, asunto C-242/10: *Enel Produzione SpA.*, aps. 55 ss (ECLI: EU: C: 2011: 861) consideró, refiriéndose en este caso al mercado de la electricidad, que de los propios términos del art. 86 TCE resulta que las obligaciones de servicio público que el art. 3, ap. 2, de la Directiva 2003/54 de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, consentía en la imposición a las empresas del compromiso de res-

petar el principio de proporcionalidad y que, en consecuencia, esas obligaciones únicamente podían perjudicar la libre fijación del precio del suministro de la electricidad en la consecución del objetivo de interés económico general buscado. En vista de ello el Tribunal de Justicia consideró que no resultaba contrario a dicha Directiva la imposición de obligaciones de servicio público a empresas que desempeñasen una misión decisiva en la prestación del servicio eléctrico con el propósito de comprimir el precio de la electricidad en beneficio del consumidor final. Bien entendido que dentro de unos límites precisos: que la normativa interna no se excediese en la consecución del objetivo perseguido.

Para el estudio del ámbito de la obligación y de sus límites resultan de especial interés unas Comunicaciones de la Comisión de 2007 relativas a las perspectivas y a la investigación sectorial del mercado interior del gas y la electricidad y la Resolución del Parlamento Europeo, de 10 de julio de 2007, sobre las perspectivas para el mercado interior del gas y la electricidad (2007/2089(INI)), presentadas como secuela del Libro Verde. Dichos textos revelaron que las referidas normas y medidas en vigor sobre el mercado interior del gas eran insuficientes y que era necesario adoptar un nuevo marco normativo. Quedó constancia de que no siempre los consumidores tenían la posibilidad real de optar por un suministrador alternativo y que, incluso aquellos que hubiesen logrado cambiar de suministrador, no quedaban satisfechos con la gama de ofertas que recibían.

2. Aplicación de los principios generales del Derecho de la Unión en el sector energético

Para todos los sectores económicos, incluida la industria de la energía y dentro de ella el sector de los hidrocarburos (DE QUINTO ROMERO, *En busca de un mercado*), el propósito declarado de un «mercado competitivo» se expresa en el derecho a la libre circulación de bienes, servicios y capitales. Dicho en pocas palabras, la teoría del mercado competitivo también determina el contenido del marco legal europeo en energía, lo que contribuye al empoderamiento de un consumidor bien informado y capaz de tomar decisiones maduras con respecto a los proveedores y defender sus derechos (en la actualidad contemplado en los arts. 26, 28, 56 y 63 TFUE).

Pese al restringido alcance en el sector energético del desmantelamiento de la técnica de la autorización administrativa, durante su etapa inicial de aplicación, debe hacerse mención a la repercusión en el sector que estamos examinado de la Directiva 2006/123/CE, del Parlamento europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a los servicios en el mercado interior, conocida como «Directiva de Servicios» o «Bolkestein» respecto de la cual se ha afirmado con razón constituyó una norma de intensa integración jurídica prácticamente equivalente a una ley básica (PAREJO ALFONSO, *La desregulación de los servicios*, 34 ss). El limitado alcance apuntado se debió en buena parte a que la prestación de servicios energéticos está en dependencia directa de la existencia de unas infraestructuras adecuadas permisivas de esta actividad, que no pueden improvisarse por requerir un plazo de desarrollo desde el momento en que se individualiza su necesidad hasta su puesta en funcionamiento. Ello explica que un amplio elenco de actividades, extensivo a las redes, las instalaciones de regasificación y de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos, prosiga refractario a la liberalización y continúe dominando una tendencia a la regulación y a la planificación vinculante (KÜNNEKE, *Electricity networks*, 99-108).

En su art. 17.1º la Directiva menciona expresamente los que se conocen como «servicios de red», incluidos los que son objeto de la legislación comunitaria (a título de ejemplo: servicios postales, servicios de suministro de gas, agua y de electricidad), pero la evaluación de si un determinado servicio es de interés económico general o no, deberá efectuarse en cada caso concreto, aplicando las características mencionadas en el cdo. 70:

«A los efectos de la presente Directiva, y sin perjuicio del art. 16 del Tratado, los servicios solo pueden considerarse servicios de interés económico general si se prestan en ejecución de una tarea especial de interés público confiada al prestador por el Estado miembro en cuestión. Este encargo debe hacerse por medio de uno o varios actos, cuya forma ha de determinar el Estado miembro de que se trate, y debe precisar la naturaleza concreta de la tarea especial».

Debe retenerse, sobre todo para la aplicación futura de esta disposición que para acceder a una actividad de servicios, esta únicamente puede quedar «supeditada a la obtención de una autorización por parte de las autoridades competentes cuando dicho acto cumpla los criterios de no discriminación, necesidad y proporcionalidad» (cdo. 54), asimismo si la actividad se supedita al cumplimiento de requisitos, como tarifas obligatorias máximas que el operador debe respetar, estos deben evaluarse conforme a los mismos criterios. La medida se ha recogido también en la nueva redacción del art. 39 bis de la LRJAP, operada por la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, y fue incorporada como principio de intervención de las Administraciones Públicas en el art. 4 de la vigente Ley 40/2015, de Régimen Jurídico del Sector Público. Fácil es comprender que el mantenimiento excepcional de un régimen de autorización, aparte de respetar el contenido de este «triple—test», debe aún superar un último examen de adecuación a las disposiciones del Derecho comunitario.

En el Tratado de Ámsterdam se frustró el objetivo de introducir un capítulo sobre política energética, limitándose a referirse a diversas materias relacionadas con ésta. En particular cabe referirse a la introducción, como anexo, de un Protocolo sobre la aplicación de los principios de subsidiariedad y proporcionalidad esenciales en el desarrollo de una política energética global para la Unión Europea (DOMINGO LÓPEZ, *Régimen jurídico de las energías renovables*, 65). Tampoco el sector energético figuró entre las preferencias del Tratado de Niza.

Hubo que esperar al Tratado de Lisboa, que incluyó un capítulo dedicado a la política energética de la Unión Europea (BRAUN, *EU Energy Policy*) del que se desprendieron las Directivas de 2009/72/CE y 2009/73/CE de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y gas natural (VASCONCELOS, *Energy Regulation in Europe*), transpuestas en nuestro país por el Real Decreto—ley 13/2012, de 30 de marzo y tres reglamentos dedicados al transporte de gas natural, al comercio transfronterizo de electricidad y a la creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) (Reglamento (CE) n.º 715/2009, Reglamento (CE) n.º 714/2009 y Reglamento (CE) n.º 713/2009). Este tercer paquete energético perseguía alcanzar un mercado interior de la de la electricidad y del gas energía más completo y más integrado, profundizando en la separación efectiva entre suministradores y generadores de energía, fortaleciendo la independencia de las autoridades reguladoras e introduciendo nuevas disposiciones en beneficio de los consumidores (SORIANO GARCÍA, *The Internal Gas Market*, 175-199).

En todo caso, por el contrario de lo sucedido con el sector eléctrico, la Directiva 2009/73/CE, de 13 de julio, sobre normas comunes del mercado interior del gas natural no confirió a los Estados miembros la obligación de garantizar el derecho a un servicio universal (MICKLITZ, *Do Consumers and Businesses*, 309) respecto de los clientes domésticos de gas natural, aunque consideró la oportunidad de establecer medidas en favor del consumidor vulnerable y de reparación de la contra la pobreza energética (GONZÁLEZ RÍOS, *La protección del consumidor eléctrico*, 577-605), entendida como la dificultad económica que padecen muchas personas para mantener su hogar en unas adecuadas condiciones mínimas de confort energético. En concreto, dicha Directiva impuso a los Estados miembros la obligación de velar por que las compañías de gas natural operasen «con miras a la consecución de un mercado del gas natural competitivo, seguro y sostenible desde el punto de vista medioambiental, y no ejercerán discriminación entre aquellas en cuanto a derechos y obligaciones» (art. 3.1º), para lo cual

«... podrán imponer a las compañías de gas natural, en aras del interés económico general, obligaciones de servicio público que podrán referirse a la seguridad, incluida la seguridad del suministro, a la regularidad, a la calidad y al precio de los suministros, así como a la protección del medio ambiente, incluida la eficiencia energética, la energía procedente de fuentes renovables y la protección del clima. Estas obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables, y garantizar a las compañías de gas natural de la Comunidad el acceso, en igualdad de condiciones, a los consumidores nacionales. En relación con la seguridad del suministro, la eficiencia energética y la gestión de la demanda, y con miras al cumplimiento de objetivos medioambientales y de objetivos en materia de energía procedente de fuentes renovables, mencionados en el presente apartado, los Estados miembros podrán establecer una planificación a largo plazo, teniendo en cuenta la posibilidad de que terceros quieran acceder a la red» (art. 3.2º).

Dos decisiones del Tribunal de Justicia de la Unión Europea tuvieron la virtud de interpretar los referidos preceptos desde la perspectiva del principio de proporcionalidad, manifestaron que la duración de la intervención del Estado debe limitarse a lo estrictamente necesario para lograr su objetivo y para evitar crear obstáculos a la realización de un mercado interior operativo de la energía.

La primera de ellas fue STJUE 10 de septiembre de 2015, asunto C-36/14: *Comisión / Polonia* (ECLI:EU:C:2015:570), que declaró que Polonia había incumplido las obligaciones que le incumbían, al aplicar un régimen de intervención estatal mediante el que se obligaba a las empresas energéticas a aplicar los precios para el suministro de gas natural aprobados por la Autoridad reguladora de la energía, sin especificar una limitación temporal y sin imponer a la Administración,

«... la obligación de examinar periódicamente, en atención a la evolución del sector del gas, la necesidad y las modalidades de aplicación en dicho sector (...), sin diferenciar según los clientes ni distinguir según su situación en el marco de las distintas categorías de clientes».

La segunda, de mayor calado, fue la STJUE 7 de septiembre de 2016, asunto C-121/15: *Anode* (ECLI:EU:C:2016:63), que confirmó la naturaleza restrictiva de los precios regulados. En este caso la *Association nationale des opérateurs détaillants en*

énergie había cuestionado la intervención de las autoridades francesas en el precio de suministro del gas natural, entendiendo que vulneraba los objetivos de la Directiva que estamos examinando y la interpretación efectuada por la Sentencia *Federutility* sobre mercado interior del gas natural, al obstaculizar la consecución de un mercado del gas natural competitivo. El Tribunal de Justicia consideró que

«... la intervención de un Estado miembro consistente en imponer a determinados suministradores, entre ellos el suministrador histórico, la obligación de proponer al consumidor final el suministro de gas natural a tarifas reguladas constituye, por su propia naturaleza, un obstáculo a la consecución de un mercado del gas natural competitivo» (DE LA ROSA, *De la difficulté*, 529-537; *id.*, *Les enjeux du contrôle*)

Además, debía permitirse

«... a los Estados miembros apreciar si, en aras del interés económico general, deben imponerse a las empresas que operan en el sector del gas obligaciones de servicio público relativas al precio de suministro del gas natural con el fin, en particular, de garantizar la seguridad del suministro y la cohesión territorial, siempre que, por una parte, se cumplan todos los requisitos (...) en especial el carácter no discriminatorio de tales obligaciones, y que, por otra, la imposición de esas obligaciones respete el principio de proporcionalidad» (FISCHERAUER y JOHNSTON, *State Regulation of Retail*, 467-468; Bazex, *Régulation tarifaire*; FOURMONT, *Concurrence: Arrêt Anode*, 666-674).

Al ser incompatible con la idea de un mercado interno totalmente competitivo para el gas natural, los precios y la segmentación del mercado se conciben, por lo tanto, como una forma de intervención pública que, en las palabras utilizadas por el Tribunal están, «fuera de la dinámica de las fuerzas del mercado» (ap. 29). La afirmación de la naturaleza restrictiva de los precios de venta regulados va acompañada del reconocimiento de un margen de maniobra en beneficio de los Estados para identificar razones de interés general que puedan justificar el mantenimiento de estas mismas tarifas. Por eso el interés de la sentencia *Anode* es haber extendido estos motivos yendo más allá de la lista exhaustiva de razones de interés general contenida en el art. 3.2º de la Directiva 2009/73.

En el mismo sentido se expresa el cuarto paquete energético, aprobado en 2019 y con especial relevancia en el ámbito eléctrico. En particular, el Reglamento (UE) 2019/943, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, determina que los principios básicos de su funcionamiento deben basarse en el mercado y la Directiva (UE) 2019/944 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que los Estados miembros garantizarán una competencia entre suministradores basada en precios de mercado y, respecto a los consumidores domésticos y, en particular, los clientes vulnerables, si bien se acepta que los Estados miembros deben mantener una amplia discreción al imponer obligaciones de servicio público a las empresas de electricidad para la consecución de objetivos de interés económico general, no se consideran adecuadas aquellas medidas en forma fijación de precios, tal y como expresa su considerando (22).

«No obstante, las obligaciones de servicio público en forma de fijación de precios para el suministro de electricidad constituyen básicamente una medida de falseamiento

que a menudo conduce a la acumulación de déficits tarifarios, a la limitación de la elección del consumidor, a escasos incentivos para el ahorro energético y para inversiones en eficiencia energética, a menor calidad de servicio, a menores niveles de compromiso y satisfacción del consumidor, a la restricción de la competencia así como a productos y servicios menos innovadores en el mercado. Por consiguiente, los Estados miembros deben aplicar otros instrumentos políticos, en particular medidas de política social específicas, a fin de salvaguardar la asequibilidad del suministro de electricidad a sus ciudadanos. Las intervenciones públicas en la fijación de los precios de suministro de electricidad deben aplicarse únicamente como obligaciones de servicio público y con sujeción a las condiciones específicas establecidas en la presente Directiva. Un mercado de la electricidad minorista plenamente liberalizado que funcione adecuadamente estimularía la competencia basada en el precio y en aspectos no tarifarios entre los suministradores existentes y dando incentivos para nuevos participantes en el mercado, mejorando de este modo la elección y la satisfacción de los consumidores».

Las obligaciones de servicio público en forma de fijación de precios solo podrían aceptarse si se utilizan sin detrimento del principio de libre mercado, en circunstancias y respecto de beneficiarios claramente definidos, y si están limitadas en el tiempo. Circunstancias en las que, por ejemplo, los precios sean más elevados de lo normal, lo que afectaría especialmente a los consumidores vulnerables, y cuando otro tipo de intervenciones de las autoridades reguladoras y de las autoridades encargadas de la competencia hubieran resultado ineficaces.

II. SINGULARIDADES DE LOS MERCADOS MINORISTAS DE ELECTRICIDAD Y DE GAS

El proceso de liberalización y de apertura a la competencia del sector energético ha requerido, al menos, cuatro paquetes legislativos europeos, con un quinto en actual preparación, consecuencia de las peculiares características de sus productos, principalmente de la energía eléctrica, de su suministro y de la estructura del propio mercado en su conjunto.

Las condiciones técnicas de la energía eléctrica y las condiciones económicas de su producción y consumo, hacen que el producto electricidad no sea comparable al resto. Por un lado, una vez que la electricidad es vertida a la red no es posible distinguirla en función de la tecnología de producción, de forma que el kWh de electricidad es un producto homogéneo. Por otro lado, su transporte y distribución demanda complejos sistemas técnicos que mantengan la potencia y la frecuencia de transmisión, y al no ser un bien almacenable, al menos a volúmenes y precios económicamente viables por el momento, debe programarse antelación y ajustarse prácticamente en el mismo instante en que va a ser consumida. El gas natural comparte también características técnicas de transporte, distribución y consumo en términos de presión y seguridad, que lo hace también peculiar respecto a otro tipo de productos, si bien con menor grado de complejidad.

Las particularidades de ambos productos tienen impacto en la estructura económica del sector que la alejan de alcanzar los resultados ideales de la competencia perfecta, pues requieren grandes inversiones en infraestructuras, están sometidos a una intensa regulación técnica y se enfrentan a una demanda altamente inelástica.

En estas circunstancias, los mercados de electricidad y de gas se diseñaron, desde el principio de la liberalización, con el objetivo de resolver fallos de mercado que pudieran impedir el desarrollo de la competencia, reduciendo las posibilidades de ejercer posiciones de dominio, al tiempo que permitían dar señales de precio adecuadas para garantizar las inversiones y se minimizaba el riesgo de carecer de suministro. Un elemento esencial fue la desagregación de las diferentes actividades necesarias para que una vez producida la energía pueda ser consumida, diferenciando aquellas que se pueden realizar en competencia (generación y comercialización) de aquellas que, por su condición de monopolio natural están sometidas a la regulación y control de la administración (transporte y distribución).

La actividad de comercialización es la que pone en venta el producto final al cliente final, por lo que es este el ámbito de referencia del mercado minorista, ya sea eléctrico o gasista. Esta actividad se realiza en competencia, si bien es relevante apuntar algunas características de los consumidores energéticos y de las propias empresas comercializadoras, para valorar su buen desempeño.

La comercialización en los mercados de electricidad y de gas varía significativamente en función del tamaño y tipo de consumidor final, pues su comportamiento es distinto en función del peso o proporción que representa la energía, bien en sus costes de producción, bien en su restricción presupuestaria. Esta diferenciación hace que sea más sencillo introducir competencia en unos consumidores sobre otros.

Tradicionalmente, se distingue entre tres tipos de consumidores: los grandes consumidores industriales, las pequeñas y medianas empresas y los consumidores domésticos. Esta caracterización impacta en la forma y velocidad del proceso de liberalización y en el desempeño de la competencia.

Los grandes consumidores industriales representan casi la mitad del consumo eléctrico español y de tres cuartas partes del consumo de gas, aunque su número es muy reducido respecto al resto de consumidores. Dado que la energía es uno de sus costes más relevantes para llevar a cabo la producción, son muy sensibles al precio, por lo que son consumidores altamente cualificados y conocedores de los mercados energéticos, tanto en su concepción mayorista como en el minorista. En la medida en que son grandes consumidores de energía, las empresas energéticas están altamente interesadas en conseguir sus contratos, por lo que es un mercado sujeto a una mayor presión competitiva.

El coste energético en las pequeñas y medianas empresas, sin embargo, es proporcionalmente menor respecto a otros costes en los que incurren para la producción y fabricación de sus bienes y servicios, por lo que el incentivo para buscar más información o experiencia sobre los mercados energéticos, que además son de alta complejidad, ha sido habitualmente pequeño y, por tanto, reducido el interés por comparar precios y ofertas de las diferentes comercializadoras.

En el caso de los consumidores domésticos, este incentivo es todavía más escaso y, la mayor parte de las veces, inexistente. Esto es debido a que, en ocasiones, los costes directos e indirectos de realizar el cambio son mayores a los ahorros que pueden derivarse de un cambio de comercializador.

Uno de los motivos principales deriva del hecho de que las facturas de energía contienen partidas (peajes, cargos e impuestos) sobre los que los comercializadoras no tienen influencia y que deben retribuirse con independencia de la compañía con la que se desee contratar el servicio. Además, por diferentes motivos de diseño técnico y fiscalidad, que no son objeto de este análisis, tienden a ser más altos en este grupo de

consumidores. De esta forma, el componente de energía, por el que los comercializadores pueden realmente diferenciarse de sus competidores es relativamente bajo. De hecho, antes de la crisis energética era, como media, el 36% del precio final de los consumidores europeos de electricidad, y el 44% en el caso del gas, era el componente energético (ACER, 2022).

Con estas cifras, los costes de cambio de comercializador pueden ser más altos que los ahorros derivados del propio cambio. Primero, porque el consumidor doméstico requiere información relativa a precios y configuración de las facturas, por lo que el cambio supone costes de búsqueda y de comparación de ofertas. Segundo, porque una vez tomada la decisión de cambiar, tendrá que hacer frente a los costes de transacción, requisitos y tiempo para formalizar la nueva relación contractual, y, finalmente, porque de realizarse el cambio, tendrá que hacer frente a un pago al distribuidor, distinto del comercializador, pues es este el que físicamente provee de electricidad o el gas al cliente. Todo ello unido a la valoración final sobre si finalmente habrá optado, o no, por una oferta de mejores condiciones que la anterior.

Por tanto, las pequeñas y medianas empresas y los consumidores domésticos, no suelen tener incentivos a comportarse con una dinámica que genere una presión significativa suficiente.

La introducción de presión competitiva minorista en este ámbito, viene determinada por el comportamiento y estructura de la comercialización. Esta actividad cuenta con un elevado número de oferentes. En media, los Estados miembros tienen más de cincuenta comercializadoras de electricidad y gas (en el caso español existen 406 empresas comercializadoras eléctricas y 35 gasistas), a diferencia de otros sectores como el de telecomunicaciones, ello es debido a que los costes de entrada son relativamente bajos, al igual que los costes de estructura. Aun así, en la mayor parte de los países, la comercialización se encuentra altamente concentrada entre cinco o seis grandes comercializadoras, lo que suele ser debido a que disponen de un importante parque de generación y de información sobre sus clientes o bien, si proceden de otros sectores energéticos, cuentan con una gran reputación e imagen de marca.

En todo caso, la existencia de múltiples comercializadoras muestra que la competencia en el mercado minorista es posible y, además, en contra de lo que en un primer momento pudiera parecer, la competencia se desarrolla en más dimensiones que únicamente el precio final.

Lógicamente, la dimensión precio es uno de los más importantes y puede haber competencia entre las comercializadoras en la medida en que sean capaces de reducir el margen de beneficios entre el precio minorista y el precio mayorista. Pero también, la competencia puede tener lugar sobre las características de venta al por menor, como puede ser el esquema de facturación o pago, o, por ejemplo, sobre la capacidad de ofrecer herramientas a los consumidores para que conozcan su consumo energético o prestando servicios complementarios.

De hecho, la escasa diferenciación del producto (electricidad o gas) hace que la competencia minorista en el sector energético dependa en gran medida de la capacidad de innovar en los tipos de contrato (CEER, 2022). En todos los Estados miembros es frecuente que, además de ofrecer contratos independientes (electricidad o gas), estos se ofrezcan agrupados, o bien se combinen con otro tipo de productos, como telefonía, seguros o combustible, o incluso se ligen con servicios adicionales vinculados a la compra de electrodomésticos o soluciones de eficiencia energética. Incluso se comercializan tipos específicos de energía, en concreto, la «electricidad verde» generada

a partir de fuentes de energía renovable, de manera que, a partir de un sofisticado mecanismo de compensación de garantías de origen renovable, las empresas comercializadores pueden ofrecer contratos con garantía de generación cien por cien verde.

Sin embargo, la presión competitiva queda distorsionada cuando conviven dos mercados simultáneamente: el liberalizado y el regulado que, fundamentado bien en la falta de información de los consumidores o bien en la necesaria protección de los consumidores vulnerables, compite con él.

Para conocer si es necesaria y está justificada la existencia de estos dos mercados en España, y cómo conciliar la competencia con la protección del consumidor, al tiempo que no se frena la innovación de los mercados en el contexto de descarbonización y lucha contra el cambio climático, conviene detenerse en cómo se produjo el proceso y la evolución de la competencia minorista en los mercados de electricidad y gas.

III. EVOLUCIÓN DEL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN Y DESARROLLO DE LA COMPETENCIA MINORISTA EN ESPAÑA

La Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y la Directiva 98/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, marcaron el inicio del proceso de liberalización del mercado eléctrico y gasista en la Unión Europea y en España.

Estas directivas establecen normativamente la clasificación de las actividades de los mercados de electricidad y gas, con el fin de clarificar qué actividades estarían sujetas a partir de entonces a la competencia. La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, vieron a transponer ambos actos legislativos europeos, incorporando la diferenciación de las diferentes actividades del sector eléctrico y gasista consistentes en la generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, a las que se añade el almacenamiento en el caso del gas natural (LÓPEZ-IBOR MAYOR, *La liberalización del sector eléctrico*, 191-210; DE LA CRUZ FERRER y PÉREZ FERNÁNDEZ, *La liberación de los servicios públicos*).

Ambas normas introducen una nueva actividad, la comercialización, definida como la venta de energía al cliente final, diferenciándola de la distribución que es quien suministra la energía a través de las redes de distribución. La comercialización y la generación se ejercerían libremente, mientras que las actividades de transporte y distribución tendrían la consideración de actividades reguladas, en tanto poseen características de monopolio natural.

En términos de comercialización, su proceso de liberalización no fue ni mucho menos directo ni inmediato, y ello debido a las diferentes características de los consumidores analizadas con anterioridad. En un principio, se distinguieron dos tipos de consumidores, los cualificados, es decir, aquellos que por sus volúmenes de consumo debían contratar con las comercializadoras del mercado libre y los clientes a tarifa, suministrados por la distribuidora que le correspondiera en la zona de suministro a un precio fijado administrativamente y que debía incluir los costes derivados de las actividades que se estimaran necesarios para suministrar energía a dichos consumidores (tarifa integral).

Tanto para la electricidad como para el gas se estableció un periodo transitorio para que el proceso de liberalización de la actividad comercialización de la energía se

desarrollara progresivamente, de forma que la libertad de elección de comercializador llegara a ser una realidad para todos los consumidores en un plazo de diez años, 2007 en el caso del sector eléctrico y, en el caso del gas, 2008 para grandes consumidores y 2013 para todos los consumidores. Estos plazos fueron posteriormente modificados, adelantando el proceso a 1 de enero de 2003, mediante el Real Decreto—ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (arts. 11 y 19).

En esa fecha todos los consumidores pasarían a ser cualificados, permitiendo la libre elección de comercializador. Ahora bien, seguían coexistiendo dos mercados en paralelos: el mercado libre y el mercado regulado (tarifas reguladas).

En el caso del gas, el aumento progresivo del tamaño del mercado libre se debió a la eliminación progresiva de las tarifas para los grandes consumidores y a la evolución del coste de la materia prima incorporado en el precio de venta, que era inferior al coste estimado por la tarifa regulada. Así, en 2007 la práctica totalidad de los consumidores industriales se encontraba en el mercado libre y el tamaño del mercado regulado se había reducido a un 40,1% (CNE, 2009).

Por el contrario, el mercado minorista eléctrico no siguió el mismo proceso. En 2005, la subida de precios del mercado mayorista eléctrico, provocó que estos precios no se trasladaran a las tarifas reguladas. Las causas de la subida de precio mayorista son similares a las que se están produciendo en la actualidad. En ese año, además de caer la producción hidroeléctrica, se produjo un aumento del precio del gas en un 55% y del precio del petróleo (42%) y la entrada en funcionamiento del mercado de derechos de emisión de CO₂ impactó con fuerza en el mercado español. Todo ello supuso un precio medio de 55,61 €/MWh, un 93,5% por encima del año anterior (REE, 2006 y CNE, 2009). Lo anterior supuso la paralización en la evolución del mercado libre que no podía competir con el fijado administrativamente, la vuelta de los clientes al mercado regulado y el comienzo de las abultadas cifras de déficit de tarifa, que se convertirían en uno de los grandes problemas del sistema eléctrico en el futuro, pues los ingresos no eran suficientes para cubrir los costes del sistema. La previsión de estos desajustes y la limitación de subida anual de la tarifa a un 1,4% anual, una vez revisadas las diferentes partidas de costes, se introdujo en Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento. El retroceso en la evolución fue evidente, ya que en 2005 el mercado libre representaba el 38% y a finales de 2007 el 29%, de acuerdo con los datos de la Comisión Nacional de la Energía.

El proceso de liberalización tomó un nuevo impulso con la incorporación al ordenamiento jurídico del segundo paquete energético europeo aprobado en 2003, con la aprobación de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el

mercado interior del gas natural. Ambos cuerpos legales introducen elementos importantes para avanzar en el proceso liberalizador y en el aumento de la competencia.

En primer lugar, se eliminaron las tarifas integrales de electricidad, si bien determinados consumidores podrían seguir siendo suministrados en el mercado regulado con la Tarifa de Último Recurso (TUR). Los consumidores eléctricos que podrían seguir en el mercado regulado serían aquellos con potencia contratada menor a 10 kW y los consumidores de gas con presión de suministro inferior a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh, es decir, prácticamente la totalidad de los consumidores domésticos eléctricos y de gas con calefacción. Esta tarifa sería ofrecida por los comercializadores de último recurso (CUR) designados administrativamente, y que pertenecían a los principales grupos empresariales. Dado que tenía carácter de obligación se pretendía evitar una carga a las empresas distribuidoras más pequeñas que hasta entonces habían ofrecido las tarifas integrales, o a las comercializadoras entrantes si bien provocó una distorsión, al perpetuar la relación entre la empresa suministradora tradicional y el cliente. Así, a partir 1 de julio de 2008, los consumidores de gas natural que no hubieran optado por una comercializadora libre pasarían ser suministrados por aquellos, y lo mismo en el caso de los consumidores eléctricos, a partir del 1 de julio de 2009 (Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural y Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica).

En segundo lugar, el término de energía de la TUR eléctrica se fijaría trimestralmente en las denominadas subastas CESUR, por la que las comercializadoras compraban la electricidad que era necesaria para el suministro del trimestre siguiente, de acuerdo con la mejor previsión realizada por el Ministerio, mientras que el componente de energía de la TUR de gas se establecía conforme a una fórmula establecida en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

En tercer lugar, se estableció la separación funcional entre las actividades de distribución y comercialización. Las empresas distribuidoras ya no ofrecerían ningún tipo de servicio de tarifa regulada, pasando su actividad a ser única y exclusivamente la de gestionar las redes de forma que se transmita la energía eléctrica o se transporte el gas natural desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución, hasta los puntos de consumo. Así, estas empresas deben mantener un objeto social exclusivo para dicha actividad, garantizando su separación jurídica y funcional respecto a otras empresas del grupo que realicen la actividad de comercialización o generación. Por ello, un consumidor final siempre mantiene dos relaciones contractuales, una con el distribuidor y otra con el comercializador, si bien para agilizar los trámites, los contratos con la comercializadora incluyen una cláusula por la que se le autoriza a gestionar los trámites con la distribuidora.

Además, para reducir las barreras de entrada a la actividad de comercialización y aprovechando el proceso de transposición de la Directiva de Servicios (Directiva 2006/123/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a los servicios en el mercado interior y Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio —Ley Ómnibus—), se sustituyó el régimen de autorización previa por una

declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad (capacidad legal, técnica y económica, en forma de suscripción de garantías sobre la adquisición de energía) (Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio).

En cuarto lugar, se introdujeron mecanismos para mejorar la información al consumidor y la supervisión. La Comisión Nacional de la Energía desarrolló un comparador de ofertas (Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010), a partir de la obligación de las compañías comercializadoras de comunicar sus ofertas a la con el objeto de permitir a esta la publicación en su página web, al tiempo que supervisaba las acciones de la nueva Oficina de Cambio de Suministrador. Sorprendentemente, la supervisión no recaía sobre directamente la CNE, sino sobre una sociedad mercantil creada al efecto, propiedad de todas las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas y electricidad, de acuerdo a porcentajes que se corresponden con las cuotas de mercado de unos y otros. Además, se estableció el derecho de acceso por parte de los comercializadores al sistema de información de puntos de suministro (SIPS) de los distribuidores de gas y electricidad (Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador).

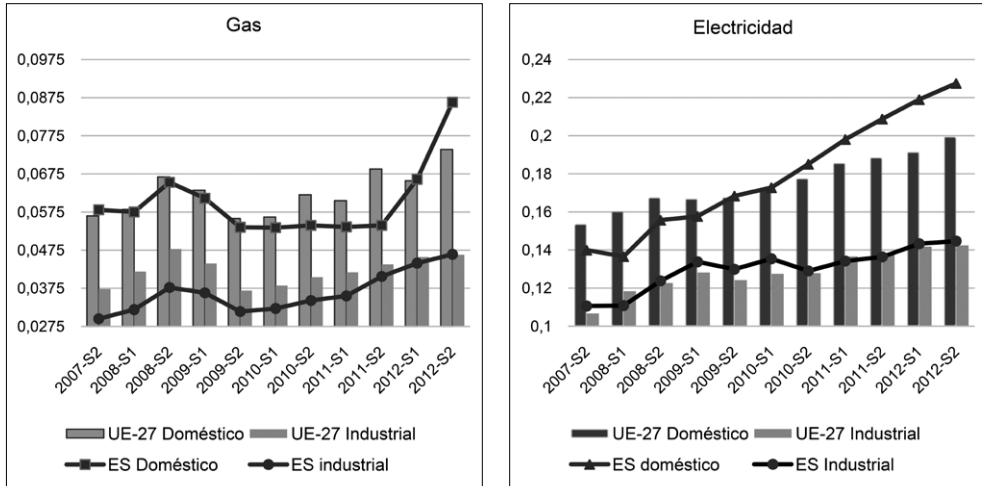
En el caso del gas natural, a finales de 2009, el mercado libre representaba el 53% de los consumidores (3.738.686 de clientes) frente al 40,1% del año 2007 (CNE, 2008). Por lo que respecta a la electricidad, en el mercado doméstico, aproximadamente el 10% de los puntos de suministros eran suministrados a través de un comercializador libre, en el segmento de pequeñas y medianas empresas un 52% de los puntos de suministro (a pesar de que no tenían derecho y pagaban una tarifa con recargo) y un número marginal de grandes empresas se encontraba en la TUR (0,5%, posiblemente debido a cambios en los contratos de suministro, a finales de 2009 (CNE, 2010).

El proceso de liberalización y el aumento de la competencia fue avanzando, si bien condicionado por la existencia de precios regulados para los consumidores domésticos, y, en el caso eléctrico, por la crisis del déficit tarifario eléctrico, que más tarde también alcanzaría al sistema gasístico. El aumento exponencial de los costes regulados del sistema eléctrico entre los años 2005 y 2012 (costes de transporte y distribución, primas a la producción mediante fuentes renovables y cogeneración, compensación a los sistemas eléctricos extrapeninsulares y pago de la deuda de años anteriores), unido a la insuficiencia de ingresos derivados de la recaudación de peajes, provocaron anualmente déficits de tarifa cuya deuda alcanzó su máximo a finales de 2013 (28.771 millones de euros). (Acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria, de 28 de abril de 2016, por el que se emite Informe sobre la evolución de las cuantías asociadas al déficit del sector eléctrico. INF/DE/007/16)

En estas circunstancias, la capacidad de realizar ofertas comerciales que tuvieran un efecto significativo en los precios finales resultaba compleja, y ello debido a que el término de energía era una proporción muy reducida de todos los componentes de la factura eléctrica. El efecto de ese aumento de costes regulados se refleja en el precio final

del consumidor eléctrico que no dejó de crecer entre 2008 y 2011. En el caso, del sector gasista, la insuficiencia de ingresos regulados para hacer frente a los peajes y cargos del sistema se trasladó a los precios finales en 2012, como se observa en el siguiente gráfico:

GRÁFICO 1. Evolución de los precios finales después de impuestos de los consumidores (€/kWh)



Fuente: Eurostat.

Aun a pesar del aumento de costes del sistema gasista, el mercado minorista de comercialización de gas continuó el proceso de apertura a la competencia. De hecho, tal y como expresa la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el número de consumidores suministrados por un comercializador de último recurso se fue reduciendo en 2013, y aun a pesar de que el ahorro por pasar al mercado liberalizado se encontraba entre 10 y 37 € /año (*«alrededor de un 4% de su facturación, importe que en algunos casos pudiera resultar un incentivo insuficiente para iniciar un cambio de suministrador»*). (Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España. Año 2012, CNMC. 31 de octubre de 2013). Si bien estas diferencias, alcanzaban en 2014 entre 39 €/año y 140 €/año dependiendo del tipo de consumidor. Es decir, la fórmula de establecimiento de la TUR de gas no estaba distorsionando el proceso competitivo, lo que además se ve reflejado en la progresiva pérdida de cuota de mercado del operador dominante y en las sucesivas entradas de nuevas comercializadoras gasistas.

Los cambios de comercializador hacia el mercado libre en el sector eléctrico fueron más lentos, como se ha mencionado, debido posiblemente a la inestabilidad del sector. Además, el establecimiento del componente de energía de la TUR eléctrica a través de subastas trimestrales, había comenzado a mostrar signos de ineficiencia. Tal y como manifestó la CNE en reiteradas ocasiones, estas subastas se habían revelado inflacionistas, pero además, la 25ª Subasta CESUR, celebrada el 19 de diciembre de 2013, destinada a determinar los precios eléctricos para los consumidores domésticos durante el primer trimestre de 2014, tuvo que ser anulada ante la concurrencia de circunstancias atípicas en el desarrollo de la misma (Informe sobre el desarrollo de la

25ª subasta CESUR previsto en el artículo 14.3 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, Sala de Supervisión Regulatoria, 7 de enero de 2014).

Esta anulación supuso la configuración de un nuevo sistema de determinación de precios para aquellos consumidores que tuvieran una potencia contratada inferior a 10 kW (clientes domésticos) y decidieran permanecer dentro de la tarifa de referencia denominada precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

El PVPC entró en vigor el 1 de abril de 2014, a partir de entonces, el consumidor acogido a esta tarifa paga en función de su consumo horario real y el precio de la electricidad para esa misma hora. La CNMC consideró que la nueva configuración del PVPC mejoraría la información de los consumidores sobre el funcionamiento del mercado, permitiendo acceder a sus consumos y preparándolos para una mayor participación en él, al tiempo que recomendaba que fuera una solución temporal y transitoria, tendente a desaparecer a medio plazo. El concepto TUR pasa a utilizarse para referirse a aquellos consumidores que tienen derecho al bono social (descuento sobre el PVPC) o para aquellos que no disponen de un contrato en vigor con una comercializadora libre y no tienen derecho a estar en el mercado regulado (recargo sobre el PVPC).

El diseño de la nueva tarifa fue acogido con desconfianza en un primer momento, pues se consideraba que los precios fijados en el mercado eléctrico eran demasiado volátiles, lo que podría generar confusión entre los consumidores, además de no fomentar la competencia en el mercado libre, al ser una tarifa regulada y únicamente ofrecida por las comercializadoras de referencia.

En contra de dichos pronósticos, el establecimiento del PVPC ha tenido tres resultados relevantes: la reorientación de las estrategias de las compañías hacia el cliente; un mayor dinamismo del mercado libre, y la implantación masiva de contadores inteligentes y telegestionados, lo que favoreció el diseño de aplicaciones web orientadas a dotar al consumidor de mayor información sobre su factura y consumos. El despliegue de contadores inteligentes por parte de las distribuidoras eléctricas, superó el 99% a 31 de diciembre de 2018, cumpliendo con éxito el Plan de Sustitución de Contadores (Acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria, de 6 de junio de 2019, por el que se emite Informe sobre el cumplimiento del último hito del plan de sustitución de contadores. INF/DE/180/18), situando a España como uno de los Estados miembros con mayor penetración de este tipo de tecnología, lo que facilitará la gestión de las redes inteligentes e irá dotando al consumidor de nuevas capacidades para participar activamente en el mercado y en los mecanismos de respuesta de la demanda.

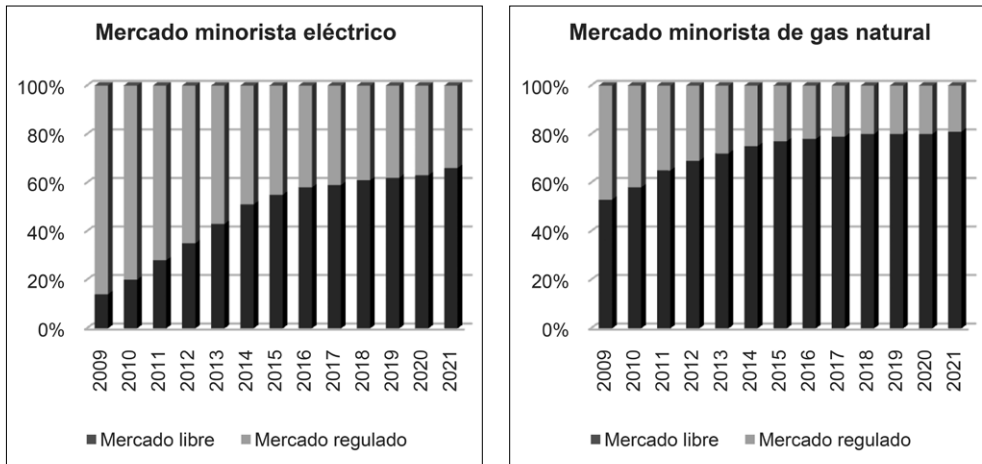
El dinamismo del mercado minorista eléctrico se refleja también en el hecho de que, en 2014, el 58,5% de los consumidores domésticos (15,8 millones de clientes) se encontraban dentro de la tarifa de referencia, mientras que en diciembre de 2019 se situaban en el 39,5% (10,5 millones de puntos de suministro del segmento doméstico). Considerado que el componente de energía del PVPC se fija hora a hora y diariamente, en el largo plazo ofrece los resultados más eficientes en cuanto a precio, si bien a costa de una importante volatilidad, por lo que los consumidores parecen mostrar una cierta preferencia por la estabilidad del precio. Esta preferencia por la estabilidad podría entrar en contradicción, en el futuro, con los objetivos europeos de favorecer la flexibilidad de la demanda y de fomentar precios dinámicos que permitan la adaptación del consumo energético.

Simultáneamente, la estructura de la oferta comercial minorista ha ido cambiando paulatinamente. En 2014, había 167 comercializadores activos, mientras que a finales

de 2019 llegaban a 406, destacando el aumento de la cuota de las comercializadoras no verticalmente integradas.

El siguiente gráfico recoge la evolución del mercado libre y regulado desde 2009, en el que se observa que a finales de 2021, la cuota del mercado libre en el sector eléctrico alcanzaba el 66%, mientras que en el sector eléctrico llegaba al 81%.

GRÁFICO 2. Evolución del mercado libre y regulado en el sector eléctrico y gasista (2009-2021)



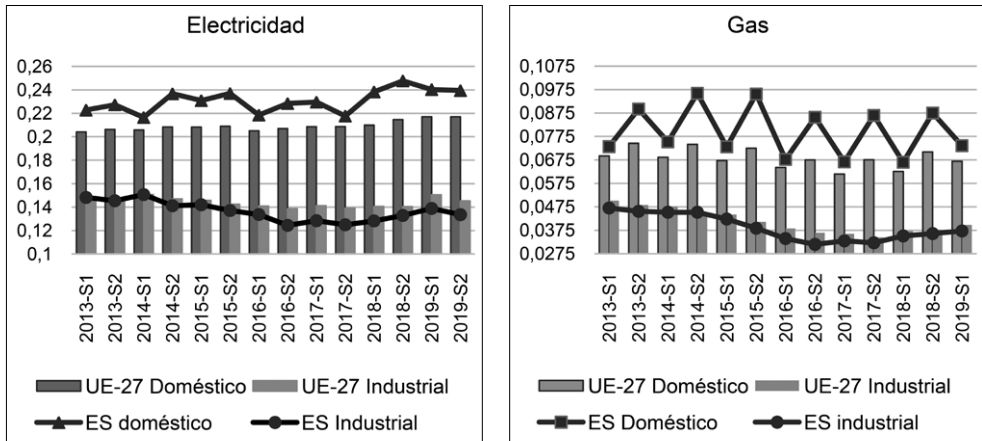
Fuente: CNMC.

Como resultado de estos cambios, incluidas las reformas para estabilizar las cuentas del sistema eléctrico y gasista, los precios finales al consumidor eléctrico se mantuvieron en una franja promedio de 0,23 €/kWh en el caso del cliente doméstico, permanentemente superiores a la media de los países europeos (consecuencia principalmente de los cargos regulados) y de 0,14 €/kWh para el industrial, en el periodo 2013-2019, y con una volatilidad más acusada, derivado de la especial exposición del mercado eléctrico español al corto plazo, y de las condiciones hidráulicas y eólicas anuales. Por su parte, los precios del gas también se mantuvieron por encima de los europeos en el caso de los consumidores domésticos y con una tendencia decreciente, si bien condicionados por la cotización de la materia prima (los dientes de sierra que muestra el gráfico de precios finales de consumo doméstico de gas se corresponden con las necesidades de uso de gas para calefacción). El precio final para consumo industrial de gas, como muestra el siguiente gráfico, consiguió mantenerse por debajo de la media del resto de Estados miembros.

Por tanto, la evolución de los precios en España y en el resto de los Estados miembros muestra que el patrón de comportamiento es similar, si bien para los consumidores domésticos, el diferencial precios es mayor debido principalmente a los mayores cargos en su factura, antes mencionados, y el precio es más volátil debido a la particular orientación del mercado español al corto plazo. Además, es probable que el mantenimiento de tarifas reguladas, no genere una dinámica procompetitiva por parte de los consumidores y que deban introducirse medidas adicionales para mejorar su información respecto a los mercados energéticos. Destaca en cualquier caso la tenden-

cia creciente de los precios eléctricos para los consumidores domésticos en España y para la media de la Unión Europea.

GRÁFICO 3. Evolución del precio final del consumidor energético con impuestos (€/kWh)



Fuente: Eurostat.

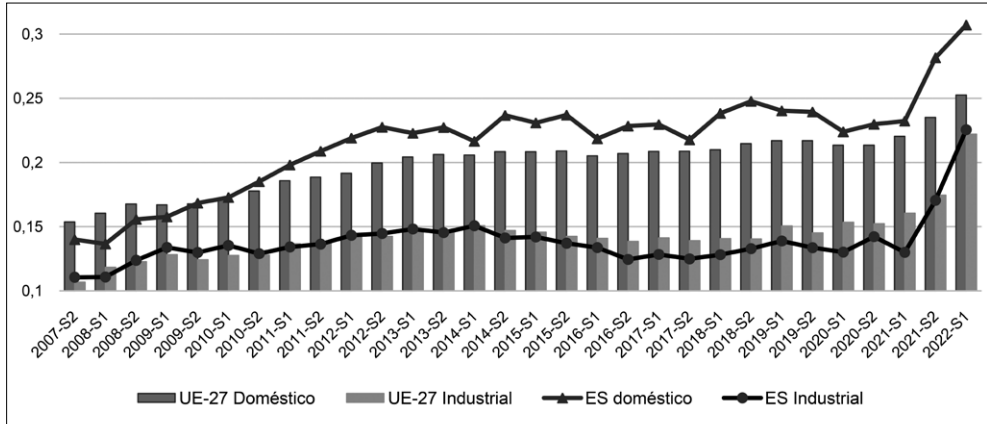
En este escenario, se produce la crisis sanitaria provocada por la pandemia de la Covid-19 y, posteriormente, estalla la crisis energética, cuyos efectos comienzan a manifestarse sobre los consumidores españoles a partir del segundo trimestre de 2021, en un primer momento consecuencia del aumento de la cotización de derechos de emisión y de los precios del gas natural, y después por la escasez ocasionada por la Guerra de Ucrania (Fernández Pérez, M., *La Unión Europea ante la crisis energética*), teniendo su máximo exponente en marzo de 2022, consecuencia de la guerra en Ucrania.

El alza de precios del gas natural y de la cotización del CO₂ tuvo un impacto directo e inmediato en los mercados minoristas españoles, tanto en el de gas como en el eléctrico, debido a la importancia de la generación eléctrica mediante centrales de ciclo combinado.

El impacto sobre los precios finales de los consumidores eléctricos se puede observar en el gráfico de la página siguiente, que recoge su evolución entre 2007 y el primer semestre de 2022.

El gráfico muestra el aumento exponencial de los precios finales eléctricos, aun a pesar de las medidas de contención aplicadas desde julio de 2021. Se actuó primero sobre la parte regulada del sistema eléctrico. Desde el punto de vista fiscal, se suspendió el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) desde el 1 de julio de 2021 y se redujo el IVA sobre el consumo eléctrico de los consumidores con potencia contratada menor de 10 kW desde el 21% al 10%. Ante la insuficiencia para contener la factura final, se procedió en septiembre a minimizar el Impuesto especial sobre la electricidad (IEE), pasando su tipo de gravamen del 5,1% al 0,5%. En paralelo, se reforzó la protección a los consumidores, ampliando los descuentos del bono social hasta el 60% para los consumidores vulnerables y al 70% para los vulnerables severos.

GRÁFICO 4. Evolución del precio final del consumidor eléctrico con impuestos, 2007-2022 (€/kWh)



Fuente: Eurostat.

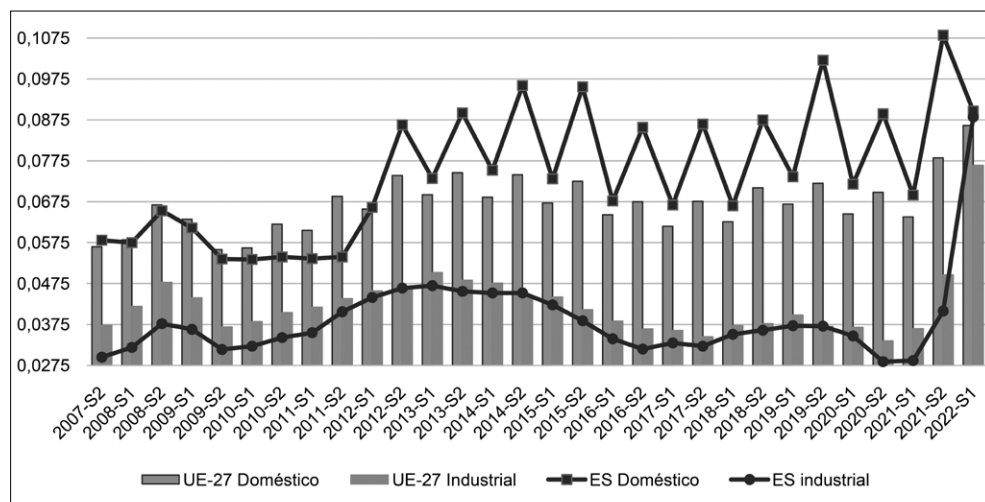
En otoño de 2021, los cargos del sistema eléctrico se redujeron en un 96% y comienza a intervenir sobre las rentas generadas en el mercado eléctrico, al minorarse los ingresos de los productores no cubiertos por instrumentos a plazo, mediante un mecanismo de ajuste vinculado a un precio de gas de referencia de 20 €/MWh y a un factor medio de internalización del precio del gas natural en el precio del mercado diario de 0,55.

Los precios eléctricos se dispararon con la invasión de Ucrania, de forma que a finales de marzo se aumentó la reducción de los cargos en un 70% durante el resto de 2022, que vendría a compensarse con la revisión adelantada de la retribución de las instalaciones de generación renovable, con aportaciones presupuestarias adicionales y con la ampliación de la intervención de las rentas generadas en el mercado eléctrico a los contratos a plazo a un precio superior a 67 €/MWh, que durará al menos hasta finales de 2023.

El gráfico anterior muestra que estas medidas no pudieron compensar plenamente el alza de precios, y es cuando la Comisión Europea, después de intensas negociaciones, autoriza a España y a Portugal a intervenir el mercado, justificada por la falta de interconexión. El 15 de junio de 2022 entró en vigor el denominado «mecanismo ibérico» o «tope al precio de gas», por el que las ofertas eléctricas deben realizarse «suponiendo» que el precio del gas fuera de 40 €/MWh. Irá subiendo progresivamente hasta 70 €/MWh. El 31 de mayo de 2023 está previsto que el mecanismo deje de estar operativo (Real Decreto—ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista). En paralelo al mecanismo, España se comprometió a modificar la fórmula de cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) para evitar su volatilidad y se volvió a reducir el IVA de los consumidores domésticos hasta el 5%.

Por lo que se refiere al impacto de la crisis en el mercado minorista de gas, en el siguiente gráfico que el mayor impacto en términos de crecimiento de precios se produjo para los consumidores industriales.

GRÁFICO 5. Evolución del precio final del consumidor eléctrico con impuestos, 2007-2022 (€/kWh)



Para paliar estos efectos sobre los consumidores domésticos, se introdujo en septiembre de 2021 una limitación de crecimiento del 15% por dos trimestres al incremento del coste de la materia prima incluido en la TUR de gas natural (Real Decreto—ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad), que un año después fue prorrogada para todo el 2023, al tiempo que se creaba una nueva protección para las comunidades de propietarios (TUR 4) (Real Decreto—ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía). Dado que esta tarifa solo puede ser ofrecida por las comercializadoras de referencia, la primera consecuencia de estas medidas ha sido la reducción del número de operadores independientes que ofrecen servicios al consumidor doméstico de gas.

IV. REFLEXIONES FINALES

La situación extraordinaria de elevados precios de electricidad y gas desde la segunda mitad de 2021 ha provocado la intervención de los mercados energéticos por parte de algunos Estados miembros, como es el caso de España, que han adoptado medidas temporales y urgentes para paliar los efectos indeseados de la crisis, proteger a los consumidores más vulnerables y procurar mantener la competitividad. Las acciones elegidas utilizan todos los instrumentos de aplicación de política económica: medidas fiscales, subvenciones e incluso la intervención de precios, siendo esta última la

más polémica, al poner en riesgo los avances en la liberalización y la mejora de la competencia en los mercados energéticos.

Simultáneamente, la crisis energética ha vuelto a poner sobre la mesa de nuevo el debate sobre el diseño de los mercados energéticos, tanto mayoristas como minoristas. En el caso de los mercados minoristas, el alza en la evolución de los precios durante los últimos años podría hacer pensar que la forma y proceso de apertura a la competencia no ha dado los resultados deseados, por lo que una mayor regulación o, en algunos supuestos, intervención, mejoraría los resultados alcanzados, más aun aprovechando que se mantienen en vigor medidas extraordinarias y que se trata de servicios económicos de interés general sometidos a condicionantes de la esfera de la justicia distributiva más allá del ámbito de la eficiencia económica.

El análisis realizado, sin embargo, pone de manifiesto los peligros de falseamiento derivados de la intervención y fijación de precios apuntados por la normativa europea. Así, siempre que exista una tarifa regulada administrativamente, por ejemplo, las anteriores tarifas integrales o la TUR de gas, los gobiernos tienen incentivo a no trasladar los incrementos de precios si se producen perturbaciones en los mercados.

Además, esos traslados se producen sin tener en cuenta la renta y sin considerar que no trasladar completamente las subidas de precios no incentiva un consumo energético eficiente. Si de forma añadida no se prevé un sistema para compensar a las comercializadoras, como ocurrió con las tarifas integrales, se genera un déficit que deberá ser pagado en el futuro por todos los consumidores. En el caso de la TUR de gas, se ha previsto un sistema de compensación, subiendo en el futuro las tarifas progresivamente y habilitando una partida presupuestaria para financiar el déficit generado. Ahora bien, parece que ya ha tenido impacto en el número de comercializadoras dispuestas a realizar ofertas en el mercado libre, aumentando la concentración del mercado e interfiriendo en la competencia.

En el caso de los mercado minorista eléctrico, la formulación del PVPC no permite una intervención como la anterior, por lo que se ha incorporado un sofisticado mecanismo de compensación, «el tope de gas», de duración temporal y que, según algunos estudios preliminares podría haber reducido en precio del mercado mayorista eléctrico entre un 18% y un 30%, lo que habría contribuido a la reducción del PVPC, no así a la reducción de las facturas de los consumidores domésticos que cuando renueven sus contratos tendrán que contribuir a la financiación del mecanismo.

A este respecto, el compromiso de modificación del PVPC parte de la base de modificar su formulación, con el objetivo de reducir su volatilidad. La propuesta no plantea una revisión de la protección de los consumidores vulnerables, sino que se limita a orientar el precio hacia el largo plazo, lo que ciertamente lo hará más estable, pero no contribuirá a su bajada, sino todo lo contrario, al incorporar la prima de riesgo de los mercados a plazo.

Por tanto, la cuestión que se suscita aquí es saber si, una vez superadas las medidas urgentes y temporales, en el futuro la tarifa de referencia eléctrica, PVPC, de libre acceso para todos aquellos consumidores con menos de 10 kW, o de la TUR de gas, siguen teniendo el mismo sentido y propósito (mejorar la información de los consumidores domésticos y proteger a los consumidores vulnerables), o si por el contrario deben ser sustituidas por un mecanismo alternativo de refuerzo de la protección de los consumidores vulnerables.

En este sentido, la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la elec-

tricidad, orienta claramente sobre la actuación. La Directiva establece los principios que debe seguir la intervención pública en materia del mercado minorista, siendo la base de su funcionamiento el mercado libre, garantizando la protección de los consumidores vulnerables o en riesgo de pobreza energética, prioritariamente, a través de políticas sociales o medios distintos a los precios regulados (que pueden establecerse siempre que sean limitados en el tiempo y proporcionados respecto al alcance de sus beneficiarios).

En ocasiones, se argumenta que este tipo de intervención sigue siendo necesaria, en la medida en que no existe competencia suficiente o porque proporcionan estabilidad y certidumbre.

De lo visto, se desprende que ambos mercados eléctrico y gasista ya funcionan en competencia y que no necesariamente los precios de referencia ofrecen una mayor estabilidad, cabiendo aquí plantearse si la estabilidad de precios es una característica superior a obtener un menor precio. Sin embargo, estas medidas de intervención generan distorsiones en las decisiones de consumo, pues no incentivan un consumo eficiente y no estimulan a los consumidores a tomar una posición activa en los mercados energéticos, más aún cuando el universo de alcance de los mercados regulados es tan amplio que prácticamente todos los consumidores domésticos tiene acceso a él. Además, cuando se interviene sobre los precios, aunque sea mediante medidas transitorias y excepcionales, con una base de consumidores tan grande, se producen efectos redistributivos indeseados, ya sea por su efecto en las cuentas públicas, por un impacto futuro en las facturas, por la reducción de impuestos a aquellos consumidores que estaban protegidos por sus contratos a plazo, o viceversa, por la introducción de nuevas partidas en las facturas de esos clientes como compensación al mercado regulado.

Por tanto, no existen motivos para pensar que en el futuro, una vez ajustado bien el momento en que deben eliminarse las acciones urgentes y temporales de protección de los consumidores a corto plazo, los mercados regulados de gas y electricidad deban seguir existiendo en su configuración actual. De hecho, su progresiva eliminación, aumentando la base y protección de los consumidores vulnerables y en riesgo de pobreza energética resulta más adecuada y eficiente, si se quiere alcanzar los objetivos perseguidos por la regulación: más competencia, mayor proactividad de los consumidores, mejor adaptación de la demanda a los retos de la transición energética o mayores dosis de innovación y formulación de los contratos energéticos que favorezcan la lucha contra el cambio climático.

BIBLIOGRAFÍA

- ARENTESEN, M. y KUNNEKE, R. (dirs.) (2003), *National Reforms in European Gas*, Elsevier Science, 2003.
- BAZEX, M. (2016), «Régulation tarifaire en matière de gaz», *Droit Administratif*, n.º 12.
- BRAUN, J.F. (2011), «EU Energy Policy under the Treaty of Lisbon Rules: Between a new policy and business as usual», *Projet Report*, 24 February 2011 <<https://www.ceps.eu/ceps-publications/eu-energy-policy-under-treaty-lisbon-rules-between-new-policy-and-business-usual>>.
- CABAU, E. (2007), «The Definition of the Relevant Market», *EU energy law*, vol II, *EU competition law and energy markets* (C. W. Jones, ed.), Lovaina, Claeys & Casteels, pp. 28-29.

- DE LA CRUZ FERRER, J. y PÉREZ FERNÁNDEZ, E. (1999), *La liberación de los servicios públicos y el sector eléctrico: modelos y análisis de la Ley 54/1997*, Madrid, Marcial Pons.
- DE LA ROSA, S (2018), «Les enjeux du contrôle juridictionnel des prix réglementés de l'énergie à propos des affaires "Anode" devant le Conseil d'Etat», *Ius Publicum Network Review*, n.º 2, <http://www.ius-publicum.com/repository/uploads/09_04_2019_16_48--Ius_Publicum_LesEnjeuxDuContrleJuridictionnelDesPrixRglementsdelne rgie_DeLaRosa.pdf>.
- DE LA ROSA, S. (2016), «De la difficulté à concilier les impératifs concurrentiels et la satisfaction des exigences d'intérêt général sur les marchés régulés. À propos de l'intervention étatique sous forme de prix réglementés sur le marché du gaz. CJUE, 7 septembre 2016, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) /Premier ministre et a., aff. C-121/15», *Revue des affaires européennes*, n.º 3, pp. 529-537:
- DÍAZ LEMA, J.M. (2006), «La liberalización de las redes europeas de gas y electricidad (un estudio de las Directivas comunitarias 2003/54 y 2003/55)», *Derecho de la Energía*, Madrid, Ed. La Ley, pp. 83 ss.
- DOMINGO LÓPEZ, E. (2000), *Régimen jurídico de las energías renovables y la cogeneración eléctrica*, Madrid, INAP, 2000.
- FERNÁNDEZ PÉREZ, A. (2023), *Derecho de la energía europeo y cambio climático*, Cizur Menor, Aranzadi.
- FERNÁNDEZ PÉREZ, M. (2022) «La Unión Europea ante la Crisis energética», *La Ley Unión Europea*, n.º 106.
- FISCHERAUER, S. y JOHNSTON, A. (2016), «State Regulation of Retail Energy Prices: an Anachronism in the Liberalized EU Energy Market», *Journal of World Energy Law and Business*, n.º 9, pp. 458-474.
- FOURMONT, A., (2016) «Concurrence: Arrêt "Anode c. Premier ministre et autres" CJUE 7 septembre 2016, aff. C-121/15», *Revue du droit de l'Union Européenne*, nos 3 y 4, pp. 666-674.
- GONZÁLEZ RÍOS, I. (2013), «La protección del consumidor eléctrico y la lucha contra "la pobreza energética": previsiones comunitarias e insuficiente regulación interna española», *Revista de Derecho Comunitario Europeo*, n.º 45, pp. 577-605.
- ISPOLINOV, A. y DVENADTCATOVA, T. (2013), «The Creation of a Common EU Energy Market: A Quiet Revolution with Farreaching Consequences», *Baltic Region*, 2, pp. 78-91, (<https://doi.org/10.5922/2079--8555--2013--2--8>).
- KÜNNEKE, R.W. (1999), «Electricity networks: How "natural" is the monopoly?», *Utilities Policy*, vol. 8, n.º 2, pp. 99-108.
- LÓPEZ-IBOR MAYOR, V. (1998), «La liberalización del sector eléctrico: perspectiva jurídica», *REDA*, n.º 98, pp. 191-210
- MICKLITZ, H.W. (2013), «Do Consumers and Businesses Need a New Architecture of Consumer Law? A Thought Provoking Impulse», *Yearb. Eur. L.*, vol. 32, n.º 1, pp. 266-367.
- PAREJO ALFONSO, L. (2009), «La desregulación de los servicios con motivo de la Directiva Bolkenstein: La interiorización, con paraguas y en ómnibus, de su impacto en nuestro sistema», *Crónica del Estado Social y Democrático de Derecho*, n.º 6, pp. 34 y ss.
- PICOD, F. (2015), «Vers une meilleure conciliation des services d'intérêt économique général avec la concurrence et le marché intérieur», *L'identité du droit de l'Union européenne. Mélanges en l'honneur de Claude Blumann*, Bruselas, Bruylant, 2015, p. 767
- PRONT-VAN BOMMEL, S. (2016), «A Reasonable Price for Electricity», *Journal of Consumer Policy*, vol. 39, n.º 2, pp. 141-158.

- QUINTO ROMERO, J. de (2001), *En busca de un mercado competitivo de gas natural en España*, Granada, Comares.
- SORIANO GARCÍA, J.E (2010), «The Internal Gas Market according to the Law of Competition. Provisions of the Community's Third Package», *European Energy and Environmental L. Rev.*, vol. 19, n.º 4, pp. 175-199.
- SORIANO GARCÍA, J.E. (2011), «Liberalización económica, sector público y Derecho administrativo», *Asamblea: revista parlamentaria de la Asamblea de Madrid*, n.º 24, pp. 179-234.
- VASCONCELOS, J. (2009), «Energy Regulation in Europe: Regulatory Policies and Politics of Regulation», *European Review of Energy Markets*, vol. 3, n.º 3 <https://eeinstitute.org/european--review--of--energy--market/EREM_9--_Comment_Jorge_Vasconcelos.pdf>.

DOCUMENTOS

- ACER (2022), Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2021 - Energy Retail Markets and Consumer Protection Volume, October 2022, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (<https://www.acer.europa.eu/electricity/market--monitoring--report>).
- CEER (2022), Retail Energy Markets Under Stress, Lessons learnt for the future of market design, July 2022, M NILS-HENRIK, *et al.* (https://cerre.eu/wp--content/uploads/2022/07/220713_CERRE_Issue--Paper_Retail--Energy--Markets--Under--Stress.pdf)
- CNMC, Acuerdo de la Sala de Supervisión Regulatoria, de 6 de junio de 2019, por el que se emite Informe sobre el cumplimiento del último hito del plan de sustitución de contadores. INF/DE/180/18. (<https://www.cnmc.es/expedientes/infde18018>).
- CNMC, Informe sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología del cálculo de los Precios Voluntarios para el Pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación, 25 de febrero de 2014. IPN/ENER 64/2014 (<https://www.cnmc.es/expedientes/ipnener--642014>).
- CNMC, Informe sobre la evolución de las cuantías asociadas al déficit del sector eléctrico, 28 de abril de 2016 INF/DE/007/16. (<https://www.cnmc.es/eu/node/335012>).
- CNMC, Informe sobre el desarrollo de la 25ª subasta CESUR previsto en el artículo 14.3 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, Sala de Supervisión Regulatoria, 7 de enero de 2014. (https://www.cnmc.es/sites/default/files/1542614_9.pdf)
- CNMC, Informes de supervisión del mercado minorista de electricidad en España. Varios años. (https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_electrico_informes_de_supervision_del_mercado_minorista_de_electricidad/block/250).
- CNMC, Informes de supervisión del mercado minorista de gas natural en España. Varios años. (https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_gas_informes_supervision_mercado_minorista/block/250)
- CNE (2010), Informe de supervisión del mercado minorista de electricidad en el periodo octubre 2008 - septiembre 2009, 16 de julio de 2010. IS/CNE/202/09: IS MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD (<https://www.cnmc.es/expedientes/isrne20209>).
- CNE (2009), Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad, Periodo 2005-2007. CNE/40/09, Comisión Nacional de la Energía (<https://www.cnmc.es/expedientes/cne4009>).
- CNE (2008). Informe trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural en España.

Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo - Perspectivas del mercado interior del gas y la electricidad {SEC(2006) 1709} {SEC(2007) 12} /* COM/2006/0841 final */; Comunicación de la Comisión - Investigación de conformidad con el artículo 17 del Reglamento (CE) n° 1/2003 en los sectores europeos del gas y la electricidad (Informe final) {SEC(2006) 1724}.

Cuarto trimestre de 2008. IS/CNE/003/08: ISMercado Minorista de Gas - Trimestral. (<https://www.cnmc.es/expedientes/iscne00308>).

Libro Blanco, «Por una política Energética para la Unión Europea» COM (95) 682 final, 13 de diciembre de 1995.

Libro Verde sobre la Energía de 11 de julio de 2006 (C06-SEM-18-03).

REE (2006), El Sistema Eléctrico Español 2005, Red Eléctrica de España. (https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2005.pdf).